



**Sara Maria Quaresma Boavida**

Licenciada em Engenharia Química

## **Contributos para a Gestão de Energia em Serviços de Águas**

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em  
Engenharia do Ambiente – perfil Engenharia Sanitária

Orientador: Professor Doutor António Pedro de Macedo Coimbra Mano,  
Professor Auxiliar, FCT/UNL

Jurí

Presidente: Prof. Doutor Pedro Manuel Hora Santos Coelho (Arguente)

Vogal: Prof. Doutor António Pedro de Macedo Coimbra Mano

Vogal: Prof. <sup>a</sup> Doutora Rita Maurício Rodrigues Rosa



FACULDADE DE  
CIÊNCIAS E TECNOLOGIA  
UNIVERSIDADE NOVA DE LISBOA

**Março de 2016**



## **Contributos para a Gestão de Energia em Serviços de Águas**

© Copyright em nome de Sara Maria Quaresma Boavida, FCT/UNL e UNL

A Faculdade de Ciências e Tecnologia e a Universidade Nova de Lisboa têm o direito, perpétuo e sem limites geográficos, de arquivar e publicar esta dissertação através de exemplares impressos reproduzidos em papel ou de forma digital, ou por qualquer outro meio conhecido ou que venha a ser inventado, e de a divulgar através de repositórios científicos e de admitir a sua cópia e distribuição com objetivos educacionais ou de investigação, não comerciais, desde que seja dado crédito ao autor e editor.



*À memória de Maria dos Santos*



*L'acqua è il vetturale della Natura*

Leonardo da Vinci





## **Agradecimentos**

Ao meu orientador pelo apoio prestado na elaboração da dissertação e pela sua revisão.

A Sandra Ferreira pelo apoio em todo o processo.

A Sandra Pereira e a Marta Lança pela revisão linguística.

Gostaria de agradecer também os contributos de:

ADENE – Fernando Oliveira

Águas do Norte S.A. – Inês Freitas e Alberto Afonso

Águas do Porto E.M. – Flávio Oliveira e Fernanda Lacerda

APDA – António Branco, Ana Antão e Rui Godinho

Aquasis – Paulo Coelho, Mónica Calçada e Anabela Paiva

Biblioteca FCT UNL – Maria do Rosário Duarte e Ana Roxo

ERSAR - Álvaro Carvalho, Gisela Robalo, Mário Caneira, Paula Freixial e Jaime Melo Baptista

LNEC – Helena Alegre, Dália Loureiro e Aisha Mamade

Esta dissertação não seria possível sem o enorme e perene apoio dos meus Pais e de toda a minha família, natural ou 'emprestada'. O meu muito obrigada e as minhas desculpas pelas ausências prolongadas.

Gostaria também de agradecer a Ana Duarte, Maria João Costa, Sofia Nunes, Daniel Melim, Pedro Frazão e Josina Almeida tudo o que fizeram por mim.

Bem hajam!



## Sumário

O nexo água-energia reveste-se de grande importância nos serviços de águas. A água é o seu *core business* e a energia é essencial às suas atividades. O crescente ritmo de urbanização, a escassez de água e a legislação mais exigente no tratamento de águas residuais fazem prever um aumento das necessidades energéticas das entidades gestoras. O aumento da fatura energética nas entidades gestoras compromete a sua sustentabilidade financeira e as emissões de gases de efeito de estufa decorrentes do consumo energético diminuem a sua sustentabilidade ambiental. A gestão de energia torna-se assim um imperativo financeiro e ambiental para os serviços de águas. Impõe-se um novo paradigma de eficiência.

Na avaliação anual das entidades gestoras em Portugal feita pela Entidade Reguladora dos Serviços de Águas e Resíduos, é visível a necessidade de melhoria da eficiência energética em serviços de águas, em especial nos serviços em baixa. Existe também um potencial de produção de energia por fontes renováveis que importa explorar.

São apresentadas medidas de eficiência energética e de produção de energia por fontes renováveis em serviços de águas. É apresentada uma metodologia, já aplicada em Portugal, de balanço energético para sistemas de abastecimento de água que permite complementar estas medidas e ter uma visão sistémica do uso de energia no abastecimento de água. Sugere-se a implementação da norma ISO 50 001 para Sistemas de Gestão de Energia como uma oportunidade de melhoria do desempenho energético e a adesão ao Sistema de Gestão de Consumos intensivos de Energia.

Os casos de estudo apresentados demonstram que as medidas sugeridas são já uma realidade em Portugal, que importa estender a mais entidades.

Num futuro próximo, os serviços de águas deixarão de ser vistos como consumidores de recursos e passarão a ser vistos como produtores de recursos energéticos e materiais.

*Palavras-chave: eficiência energética, saneamento de águas residuais, abastecimento de água, gestão de energia, utilização racional de energia, energias renováveis*



## **Abstract**

The water-energy nexus is of great importance in water services. Water is their core business and energy is essential to their activities. The increasing pace of urbanization, water scarcity and stricter legislation on wastewater treatment makes believe that the energy needs of the water utilities will rise. Increasing energy bills in utilities compromises their financial sustainability and greenhouse gas emissions resulting from energy consumption decrease their environmental sustainability. Energy management thus becomes a financial and environmental imperative for water services. There's a whole new paradigm of efficiency.

In the annual evaluation of water utilities in Portugal made by the Entidade Reguladora dos Serviços de Águas e Resíduos, is visible the need to improve energy efficiency in water services, especially in the retail services. There is also the potential to energy production from renewable sources to be exploited.

Energy efficiency measures and energy production from renewable sources in water services are presented. It is displayed a methodology, applied in Portugal, for the energy balance in water supply systems as a related measure that provides a systemic view of energy use in water supply. It is suggested the implementation of ISO 50 001 for Energy Management Systems as an opportunity to enhance energy performance and the adherence to the Sistema de Gestão de Consumos Intensivos de Energia.

The case studies presented show that the suggested measures are already a reality in Portugal, which should be extended to more utilities.

In the near future, water services will no longer be seen as resources consumers and will be seen as producers of energy and material resources.

*Keywords: energy efficiency, wastewater treatment, water supply, energy management, rational use of energy, renewable energies*



## Índice

1	Introdução e objetivos .....	1
2	Revisão bibliográfica .....	3
2.1	Enquadramento da dissertação .....	3
2.2	Entidades gestoras e consumo de energia elétrica em serviços de águas: caracterização do setor .....	11
2.3	Sistemas de abastecimento de água e de saneamento de águas residuais.....	15
2.3.1	Sistemas de abastecimento de água .....	15
2.3.2	Sistemas de saneamento de águas residuais .....	16
2.4	Medidas para a redução do custo com eletricidade.....	19
2.4.1	Bombagem .....	19
2.4.1.1	Seleção de bombas, ajuste do ponto de funcionamento e de intervalo de funcionamento .....	19
2.4.1.2	Variadores eletrónicos de velocidade .....	21
2.4.1.3	Eficiência intrínseca de equipamentos.....	23
2.4.2	Arejamento em lamas ativadas .....	24
2.4.3	Mistura .....	27
2.4.4	Filtração .....	27
2.4.5	Flotação por ar dissolvido .....	28
2.4.6	Desinfecção por ultravioleta .....	28
2.4.7	Tratamento da fase sólida .....	29
2.4.8	Energia reativa e correção do fator de potência .....	29
2.4.9	Gestão de tarifários .....	31
2.4.10	Medidas administrativas .....	38
2.4.10.1	Correção da potência contratada .....	38
2.4.10.2	Desativação de instalações não utilizadas.....	39
2.4.10.3	Comunicação de leituras e telemetria .....	39
2.4.10.4	Negociação com fornecedores de energia elétrica .....	40
2.4.11	Redução de perdas e gestão de pressões em AA.....	40
2.5	Produção de eletricidade por via renovável .....	45
2.5.1	Micro-hídricas .....	46
2.5.2	Aerogeradores.....	46

2.5.3	Solar térmico .....	47
2.5.4	Solar fotovoltaico .....	47
2.5.5	Biogás.....	48
2.6	Gestão de energia .....	51
2.6.1	Normalização: ISO 50 001 .....	51
2.6.1.1	Processo de implementação de um SGE pela ISO 50 001 .....	53
2.6.1.2	Indicadores de desempenho energético para EG.....	65
2.6.1.3	Sistemas de monitorização de energia e integração com telegestão.....	65
2.6.2	Sistema de Gestão de Consumos Intensivos de Energia e Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética .....	67
2.7	Balanço energético.....	71
3	Casos de estudo .....	75
3.1	“TERESA” nas Águas do Vouga, SA .....	75
3.2	“Porto Gravítico” nas Águas do Porto, E.M. ....	77
3.3	Otimização do arejamento na ETAR de Vale de Faro da Águas do Algarve, S.A. ....	81
3.4	Variadores eletrónicos de velocidade em EG .....	87
3.5	Gestão de energia e ISO 50 001 nas Águas do Douro e Paiva .....	89
4	Considerações finais .....	95
5	Referências bibliográficas .....	99
6	Anexos .....	107
6.1	Anexo 1: Indicadores de desempenho energético para SGE .....	107
6.1.1	Indicadores de desempenho energético para sistemas de AA.....	107
6.1.2	Indicadores de desempenho energético para ETA.....	114
6.1.3	Outros indicadores de desempenho úteis ao SGE em AA .....	116
6.1.4	Indicadores de desempenho energético para sistemas de SAR .....	123
6.1.5	Indicadores de desempenho energético para ETAR .....	128
6.1.6	Outros indicadores de desempenho úteis ao SGE em SAR.....	132
6.2	Anexo 2. Indicadores de desempenho energético para o SGCIE .....	139
6.3	Anexo 3: Equações para cálculo do balanço energético estandardizado .....	141



## Índice de figuras

Figura 2.1: Água para energia, energia para água. Fonte: WBCSD (2009), citando Paul Reiter, IWA.....	3
Figura 2.2: Relações entre <i>água-energia-alterações climáticas</i> . Fonte: Adaptado de DHI, 2008	4
Figura 2.3: Perfis de gastos diretos em sistemas multimunicipais de AA e SAR, Grupo AdP. Fonte: PENSAAR 2020, citando AdP 2013 .....	6
Figura 2.4: Evolução das tarifas de venda de eletricidade a clientes finais. Fonte: ERSE, 2015a .....	7
Figura 2.5: Repartição das verbas contratadas com o POVT por projetos que promovem a reutilização de águas residuais tratadas e/ou a ecoeficiência energética e por EG. Fonte: PENSAAR 2020, Vol. I, §120 .....	8
Figura 2.6: Componentes dos sistemas de abastecimento de águas e de saneamento de águas residuais. Fonte: ERSAR, 2015a .....	15
Figura 2.7: Consumo energético em ETAR. Fonte: Rosso <i>et al.</i> (2014) .....	17
Figura 2.8: Curvas típicas de funcionamento (Q/H), de eficiência e de potência de uma bomba BEP: ponto de eficiência máxima da bomba. Fonte: M. J. Brandt <i>et al.</i> (2011) .....	20
Figura 2.9: Curvas de funcionamento (Q/H), de eficiência e de potência de uma bomba. Fonte: M. J. Brandt <i>et al.</i> (2011) .....	20
Figura 2.10: Variação de frequência de rotação de uma bomba num sistema dominado por perdas de carga. Fonte: Leite <i>et al.</i> (2011) .....	22
Figura 2.11: Variação de frequência de rotação de uma bomba num sistema dominado pelo desnível geométrico. Fonte: Leite <i>et al.</i> (2011).....	22
Figura 2.12: Triângulo de potências. Fonte: Santos (n.d).....	30
Figura 2.13: Estratégias para gestão das perdas reais. Fonte: Miya Water (n.d) .....	42
Figura 2.14: Causas e estratégias para gestão das perdas aparentes. Fonte: Miya Water (n.d.) .....	43
Figura 2.15: Modelo de sistema de gestão de energia para a ISO 50 001. Fonte: AIDA (2014)52	
Figura 2.16: Processo de planeamento energético segundo a ISO 50 001. Fonte: AIDA (2014) .....	55
Figura 2.17: Exemplos de registos em cada uma das etapas da metodologia PDCA. Fonte: AIDA (2014).....	61
Figura 2.18: Entradas e saídas do processo de revisão do SGE pela gestão de topo da organização. Fonte: AIDA (2014).....	64
Figura 2.19: Objetivos de um sistema de monitorização remota de energia. Fonte: AIDA (2014) .....	65
Figura 3.1: Sistema de abastecimento de água do Porto em 2006. Fonte: Martins & Cunha (2007) .....	77

Figura 3.2: Definição das novas áreas de influência dos reservatórios. Fonte: Martins & Cunha (2007) .....	78
Figura 3.3: Novo sistema de abastecimento de água do Porto, segundo o projeto “Porto Gravítico”. Fonte: Martins & Cunha (2007) .....	79
Figura 3.4: Volume de água residual tratada e consumo energético na ETAR de Vale Faro em 2009. Fonte: O. Silva <i>et al</i> (2013) .....	82
Figura 3.5: Representação esquemática do tratamento biológico da ETAR Vale Faro. Fonte: O. Silva <i>et al.</i> (2013) .....	83
Figura 3.6: Perfil do caudal médio diário, base mensal, para o ano de 2009. Fonte: O. Silva <i>et al.</i> (2013) .....	84
Figura 3.7: Perfis típicos diários de caudal de ar nas diferentes épocas do ano. Fonte: O. Silva <i>et al.</i> (2013) .....	84
Figura 3.8: Evolução dos volumes de água vendidos e dos custos de energia. Fonte: Neves <i>et al.</i> (2013) .....	89
Figura 3.9: Principais instalações consumidoras de energia na AdDP. Fonte: Neves <i>et al.</i> (2013) .....	90
Figura 3.10: Distribuição do consumo de energia por período tarifário. Fonte: Neves <i>et al.</i> (2013) .....	91
Figura 3.11: Diagrama de carga das duas instalações em AT. Fonte: Neves <i>et al.</i> (2013) .....	92
Figura 3.12: Investimento acumulado em medidas de eficiência energética. Fonte: Neves <i>et al.</i> (2013) .....	93
Figura 3.13: <i>Gap analysis</i> ISO 50 001. Fonte: Freitas, Afonso, & Neves (2014) .....	93

## Índice de tabelas

Tabela 2.1: Consumo de eletricidade por entidades gestoras de águas anos de 2009 a 2014 (dados provisórios). Fonte: DGEG, Estatísticas e Preços, Eletricidade .....	5
Tabela 2.2: Modelos de gestão em entidades gestoras em Portugal. Fonte: ERSAR, Curso de Direito da Água.....	11
Tabela 2.3: Energia consumida para bombeamento (%), produção própria de energia (%) e indicadores de eficiência energética nos anos de 2011, 2012 e 2013 em sistemas de AA e SAR em Portugal Continental. Fonte: ERSAR (2013, 2014, 2015b) .....	13
Tabela 2.4: Tipos de tensão e potências. Fonte: Silva (2012) e EDP (2011) (adaptado) .....	32
Tabela 2.5: Tipos de tarifas por tipos de tensão e potências. Fonte: Silva (2012) e ERSE (2015) (adaptado) .....	33
Tabela 2.6: Ciclo diário para BTN e BTE. Fonte: ERSE (n.d) .....	34
Tabela 2.7: Número de horas por dia em ciclo diário. Fonte: Silva (2012).....	34
Tabela 2.8: Ciclo semanal para todos os fornecimentos. Fonte: ERSE (n.d.-b) .....	35
Tabela 2.9: Número de horas por dia em ciclo semanal. Fonte: Silva (2012), ERSE (n.d.-b) ...	35
Tabela 2.10: Ciclo semanal opcional para MAT, AT e MT. Fonte: ERSE (n.d.-b).....	36
Tabela 2.11: Número de horas por dia em ciclo semanal opcional. Fonte: Silva (2012), ERSE (n.d.-b) .....	36
Tabela 2.12: Número de horas para as diferentes opções tarifárias. Fonte: ERSE (1999) .....	37
Tabela 2.13: Balanço hídrico segundo a metodologia IWA (adaptado). Fontes: EPAL (2015); Lambert & Hirner (2000).....	41
Tabela 2.14: Balanço energético segundo a metodologia iPerdas. Fonte: Mamade <i>et al.</i> (2014) .....	72
Tabela 3.1: Produção de energia na Águas do Vouga. Fonte: ERSAR (2013, 2014, 2015b)....	75
Tabela 3.2: Distribuição do consumo de energia por etapas de tratamento/equipamentos. Fonte: O. Silva <i>et al.</i> (2013) (adaptado).....	82
Tabela 3.3: Resumo da instalação de VEV nos PPEC 2008 e 2009-2010. Fonte: ADENE (2014) .....	87
Tabela 3.4: Evolução do número de infraestruturas. Fonte: Neves, Afonso & Freitas (2013) ...	89



## **Unidades e abreviaturas**

AA – Abastecimento de água

AdDP – Águas do Douro e Paiva, agora Águas do Norte

ADENE – Agência para a Energia

AdP – Águas de Portugal

AdP – Águas do Porto, E.M.

AdV – Águas do Vouga, S.A.

AGV – Ácidos gordos voláteis

AQS – Águas quentes sanitárias

ARCE – Acordo de Racionalização de Consumo de Energia

AT – Alta tensão

BEP – *Best Efficiency Point*

BTE – Baixa tensão especial

BTN – Baixa tensão normal

CARL – *Current Annual Real Losses*

CBO – Carência bioquímica de oxigénio

CQO – Carência química de oxigénio

DA – Digestão anaeróbia

DGEG – Direção Geral de Energia e Geologia

EEAA – Estações elevatórias de água de abastecimento

EEAR – Estações elevatórias de águas residuais

EG – Entidade(s) gestora(s)

ERSAR – Entidade Reguladora dos Serviços de Águas e Resíduos

ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

ESE – Empresas de serviços de energia

ETA – Estação de tratamento de água para consumo humano

ETAR – Estação de tratamento de águas residuais

EUA – Estados Unidos da América

FEE – Fundo de Eficiência Energética

Fi – Indicador financeiro

FSE – Fornecimentos e serviços externos

GEE – Gases de efeito de estufa

GPI – Gestão patrimonial de infraestruturas

GWh – Gigawatt-hora

IDE – Indicadores de desempenho energético

ILI – *Infrastructure Leakage Index*

ISO – *International Standards Organization*

ISP – Imposto sobre os Produtos Petrolíferos e Energéticos

IVA – Imposto sobre o Valor Acrescentado

IWA – *International Water Association*

kVA – Quilovolt-Ampère, medida de potência aparente

kW – Quilowatt, medida de potência ativa

kWh – Quilowatt-hora, medida de energia

kWp – Quilowatt pico, medida de potência para centrais fotovoltaicas

L – litros

LAAP – BFLM – Lamas Ativadas em Arejamento Prolongado – Biomassa Fixa em Leito Móvel

LM-FV – Lagoas de Macrófitas de Fluxo Vertical

LNEC – Laboratório Nacional de Engenharia Civil

MAT – Muito alta tensão

MBR – *Membrane Bio Reactor*

mca – metros de coluna de água

MT – Média tensão

MW – Megawatt

MWh – Megawatt-hora

NEP – Nível económico de perdas

OD – Oxigénio dissolvido

Op – Indicador operacional

Pe – Indicador de recursos humanos

pH –  $-\log[H^+]$ , medida de acidez do meio

Ph – Indicador físico

PNAEE – Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética

PNAER – Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis

POSEUR - Programa Operacional Sustentabilidade e Eficiência no Uso de Recursos

PPEC – Plano de Promoção para a Eficiência no Consumo de Energia Elétrica

PREn – Plano de Racionalização de Consumo de Energia

RASARP – Relatório Anual dos Serviços de Águas e Resíduos em Portugal

REN – Redes Energéticas Nacionais, S.A.

REP – Relatório de Execução e Progresso

RESP – Rede elétrica de serviço público

RSU – Resíduos sólidos urbanos

RU – Indicador relativo ao domínio “Uso de recursos naturais e matérias-primas”

SAR – Saneamento de águas residuais

SEP – Sistema Elétrico de Serviço Público

SGA – Sistema de gestão do ambiente

SGCIE – Sistema de Gestão dos Consumos Intensivos de Energia

SGE – Sistema de gestão de energia

SGQ – Sistema de gestão da qualidade

SMAS – Serviços municipalizados de água e saneamento

SNC – Sistema de Normalização Contabilística

TERESA - Turbina de Energia Renovável Em Sistema de Abastecimento

UARL – *Unavoidable Annual Real Losses*

UP – Unidade de produção

UPAC – Unidade de produção para autoconsumo

UPP – Unidade de pequena produção

VAB – Valor Acrescentado Bruto

VEV – Variador(es) eletrónico(s) de velocidade

ZMC – Zona(s) de Monitorização e Controlo

#### **Fatores de conversão**

1 kWh =  $86 \times 10^{-6}$  tep

1 kWh  $\equiv$  0,47 kg CO<sub>2</sub>e

Fontes: Decreto-Lei n.º 68-A/2015, de 30 de abril e Despacho n.º 17313/2008, de 26 de junho





## **1 Introdução e objetivos**

A escolha do tema para esta dissertação, a gestão de energia em serviços de águas, teve como antecedentes a atividade profissional da autora numa agência municipal de energia, em que colaborou na elaboração de documentos técnicos para uma entidade gestora (EG), simultaneamente de abastecimento de água (AA) e de saneamento de águas residuais (SAR). Estes estavam limitados à contabilização de consumos e a melhor forma de os minimizar apenas pela instalação de novos equipamentos. Dada a extensão dos sistemas, a variabilidade de soluções de tratamento de águas residuais e as diferentes idades e tipos das instalações existentes, começou a tomar forma a ideia de que seria útil, no contexto nacional, a existência de um repositório de boas práticas de eficiência energética para EG mas também de gestão de energia e produção de energias renováveis em sistemas de AA e de SAR em Portugal.

A realidade portuguesa em termos de entidades gestoras é muito variada, pois existem entidades de grande dimensão e outras de escala muito reduzida, bem como diversas tecnologias de diferentes gerações seja em AA ou em SAR. Não obstante, existe uma série de práticas que podem ser levadas a cabo de maneira a minimizar os custos de energia nas EG. Existem práticas e metodologias de gestão que podem ser facilmente adotadas por qualquer EG, independentemente do tipo e dimensão do sistema e que permitem a melhoria do desempenho energético da organização.

Esta dissertação tem por objetivo apresentar e sistematizar medidas de eficiência energética e gestão de energia, que possam ser aplicadas pelas EG de AA e de SAR em Portugal, minimizando os custos com energia e o consumo energético. A prossecução deste trabalho poderá contribuir para a elaboração de um guia de eficiência energética e gestão de energia que se admite poder ser útil para as entidades gestoras, promovendo a introdução de medidas que possam minimizar os custos deste fator de produção e racionalizar a utilização de energia.

O trabalho efetuado privilegiou medidas direcionadas para as diferentes operações e processos unitários, equipamentos e instalações, bem como a forma de os operar, específicos da indústria da água, e para a forma como se faz a gestão da energia nas entidades gestoras.

As medidas preconizadas dizem respeito apenas ao consumo de eletricidade, pois esta é a forma de energia mais utilizada pelas EG, devido ao acionamento de motores elétricos. Optou-se por excluir medidas dirigidas à gestão de frotas, com significativo consumo de combustíveis fósseis, e à gestão de edifícios.

É apresentada uma metodologia de balanço energético que pode ser facilmente aplicada nas EG de AA e que pode complementar as medidas de eficiência energética, potenciando ganhos de eficiência nos sistemas.

Os casos de estudo apresentados demonstram que as medidas preconizadas e a sistematização da gestão de energia são já uma realidade em Portugal e que faz sentido investir em eficiência energética, face ao aumento crescente deste fator de produção, essencial à atividade das EG.



## 2 Revisão bibliográfica

### 2.1 Enquadramento da dissertação

A água é um recurso indispensável à manutenção da vida humana, da sociedade e da economia, pois é impossível desenvolver qualquer atividade económica sem água. Da mesma forma, é impossível a manutenção da vida humana ou de qualquer atividade económica sem energia, na forma de alimentação, combustíveis ou eletricidade. A água e a energia estão indissociavelmente ligadas, devendo ser concertadas simultaneamente. Esta relação indissociável constitui o nexo água-energia (Olsson, 2015) e indica a necessidade de incluir o setor da energia ao analisar os sistemas de água e o setor da água durante o planeamento e operação dos sistemas de energia (Gulbenkian Think Tank on Water and the Future of Humanity, 2014).

A forma como as sociedades humanas se desenvolveram faz com que seja impossível a sua sobrevivência sem água e energia. A revolução industrial e os padrões ocidentais de estilo de vida basearam-se no pressuposto da abundância e qualidade da água e da energia. Essa energia disponível quando e onde for necessário requer água para ser produzida. Essa água disponível quando e onde for necessária requer energia para ser produzida e disponibilizada (*vide* Figura 2.1). A falta de uma pode resultar na falta de outra e a falta de ambas pode ter impactos negativos sobre a saúde pública, a economia e o ambiente (Gulbenkian Think Tank on Water and the Future of Humanity, 2014). Enquanto a água e a energia foram suficientemente abundantes para fazer face às necessidades não houve a perceção de quão estreita é a relação entre estes dois recursos (Olsson, 2015).



Figura 2.1: Água para energia, energia para água. Fonte: WBCSD (2009), citando Paul Reiter, IWA

Em termos globais, o ritmo de aumento no consumo de água é o dobro do crescimento demográfico (Scott, 2012) e espera-se que a população mundial aumente cerca de 35% nas próximas quatro décadas. Em relação à procura de energia a nível global, estima-se que esta cresça 70% entre 2000 e 2030 (Gulbenkian Think Tank on Water and the Future of Humanity, 2014). Na Europa, até 2030, espera-se que o crescimento da procura de energia seja de 45% e de água de 60% (WssTP, 2011).

O crescimento demográfico, o desenvolvimento económico, a rápida urbanização e a melhoria dos níveis de vida aumentam a pressão sobre estes recursos, sem esquecer as alterações climáticas. Existe uma interligação complexa entre energia, água e as alterações climáticas que não deverá ser negligenciada (*vide* Figura 2.2), pois qualquer mudança num dos componentes afetará os restantes (DHI, 2008). As alterações climáticas terão impacto na procura e abastecimento de água e afetarão a quantidade e qualidade da água disponível. Simultaneamente, a água é o principal mediador dos efeitos das alterações climáticas na economia, na sociedade e no ambiente, tornando-se cada vez mais a questão central do Antropoceno<sup>1</sup> (Gulbenkian Think Tank on Water and the Future of Humanity, 2014). Será necessário assegurar que no futuro o uso da água e a produção de energia sejam considerados de forma conjunta com a mitigação e a adaptação às alterações climáticas (DHI, 2008).

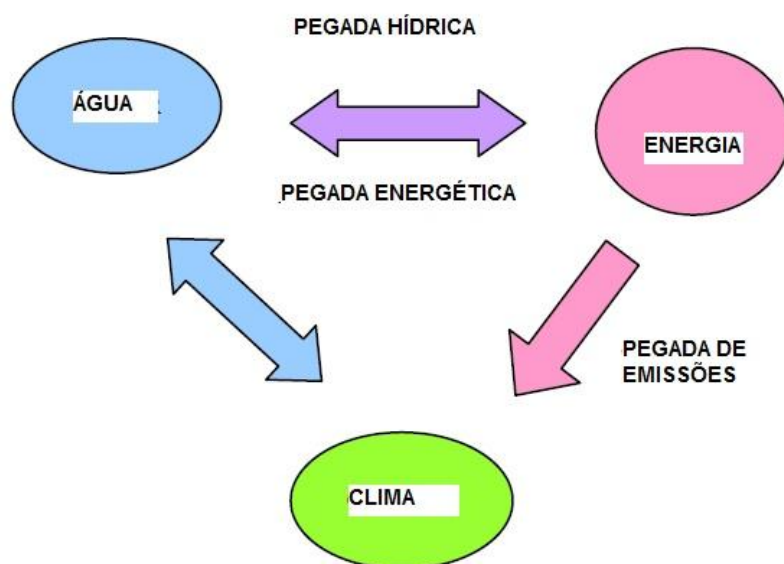


Figura 2.2: Relações entre água-energia-alterações climáticas. Fonte: Adaptado de DHI, 2008

O consumo energético nos serviços de águas tem vindo a aumentar nos últimos anos. Tal aumento deve-se à maior procura de água potável, cada vez mais escassa e de mais difícil acesso, implicando bombagem a maiores distâncias e profundidades e a especificações de descarga de efluentes cada vez mais exigentes, havendo necessidade de tratamento avançado nas Estações de Tratamento de Águas Residuais (ETAR). As entidades gestoras no Reino Unido registaram aumentos da ordem dos 60% desde 1990, devido à maior taxa de atendimento e ao tratamento avançado que passaram a assegurar, para cumprimento da legislação comunitária (WssTP, 2011).

Nos últimos anos tem havido um crescente criticismo em relação ao consumo intensivo de energia e às emissões de gases com efeito de estufa (GEE) por parte dos serviços de águas (Shi, 2011).

<sup>1</sup> Antropoceno: termo proposto por Crutzen e Stoermer (The International Geosphere–Biosphere Programme (IGBP), 2000) para a presente era geológica, iniciada em 1784 com a invenção da máquina a vapor por James Watt.

Em Portugal, segundo as estatísticas da Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG) relativas ao consumo de eletricidade por Código de Atividade Económica (CAE), os serviços de águas (CAE – 36 e 37) foram responsáveis por 1,3 a 1,9% do consumo total de eletricidade nos anos de 2009 a 2014<sup>2</sup> (*vide* Tabela 2.1):

Tabela 2.1: Consumo de eletricidade por entidades gestoras de águas anos de 2009 a 2014 (dados provisórios). Fonte: DGEG, Estatísticas e Preços, Eletricidade

	2009	2010	2011	2012	2013(p)	2014(p)
36 (kWh)	742 858 568	676 864 625	697 455 312	889 022 501	847 809 997	835 734 802
37 (kWh)	2 915 446	2 650 977	2 428 045	2 226 592	2 168 034	6 551 216
Total EG (kWh)	745 774 014	679 515 602	699 883 357	891 249 093	849 978 031	842 286 018
Total nacional (kWh)	48 772 938 876	50 612 881 454	49 140 064 115	47 130 533 175	46 272 307 086	46 180 709 272
% EG	1,5%	1,3%	1,4%	1,9%	1,8%	1,8%

No PENSAAR 2020 - uma Nova Estratégia para o Setor de Abastecimento de Água e Saneamento de Águas Residuais - é referido que o ciclo urbano da água é responsável por consumos de 3 a 4% da energia elétrica consumida em Portugal, sendo o tratamento de águas residuais responsável por cerca de 25% desse consumo. Independentemente da dimensão destes consumos, os serviços de águas são responsáveis por um valor residual dos gases com efeito de estufa resultantes da queima de combustíveis fósseis em Portugal.

Não obstante, dadas as limitações financeiras existentes e a limitação necessária nos fornecimentos e serviços externos (FSE) imposta pelo Despacho 155/2011 de 28 de abril, importa minimizar os consumos de eletricidade nos serviços de águas com vista à sua sustentabilidade financeira.

Segundo o PENSAAR 2020, as entidades gestoras do Grupo Águas de Portugal (AdP) têm os seguintes perfil de gastos diretos, em AA e SAR (*vide* Figura 2.3):

<sup>2</sup> Os dados referentes aos anos de 2013 e 2014 são provisórios.

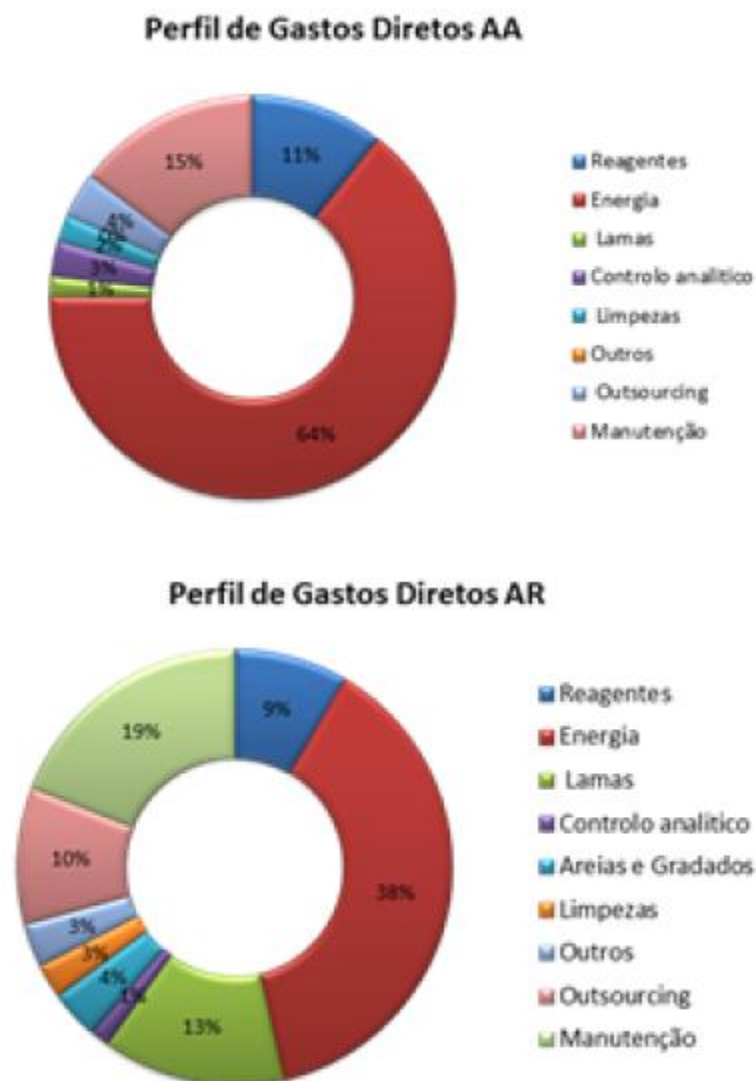


Figura 2.3: Perfis de gastos diretos em sistemas multimunicipais de AA e SAR, Grupo AdP. Fonte: PENSAAR 2020, citando AdP 2013

Além da evolução crescente das tarifas de eletricidade desde 2006 (*vide* Figura 2.4), a partir de outubro de 2011 a eletricidade começou a ser tributada em sede de Imposto de Valor Acrescentado (IVA) a 23% em vez de 6%, medida decorrente do Memorando de Entendimento Sobre as Condicionalidades de Política Económica (Portugal, FMI, BCE & União Europeia, 2011), vulgo Memorando da Troika. Igualmente decorrente deste Memorando foi a medida de tributação da eletricidade em sede de Imposto Sobre os Produtos Petrolíferos e Energéticos (ISP), introduzida com a Lei do Orçamento de Estado para 2012, Lei n.º 64-B/2011, de 30 de dezembro.

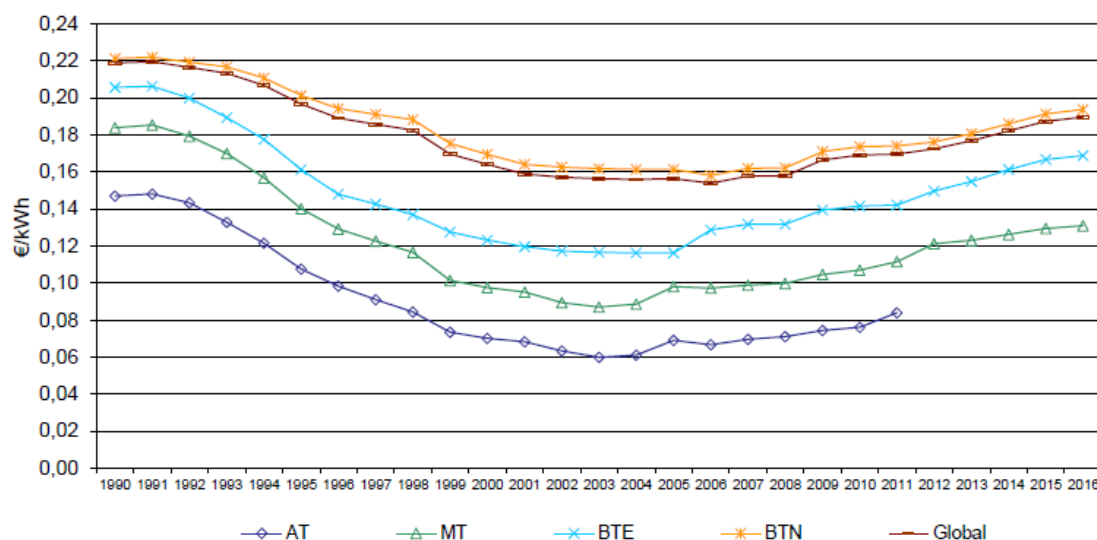


Figura 2.4: Evolução das tarifas de venda de eletricidade a clientes finais. Fonte: ERSE, 2015a

Nesta conjuntura de aumento da carga fiscal, impõe-se a necessidade das entidades gestoras fazerem uma gestão mais eficiente dos consumos de energia elétrica, a bem da sua sustentabilidade financeira, dado o agravamento do custo deste importante fator de produção, essencial à atividade das EG.

Nesta lógica de eficiência será necessário diminuir os consumos energéticos e os custos a eles associados, mitigando a emissão de GEE. Assim, a indústria da água tem vindo a focar cada vez mais atenção na gestão de energia nas EG, como passo fundamental para uma maior sustentabilidade, não só financeira mas também ambiental e social.

O Plano Estratégico de Abastecimento de Água e de Saneamento de Águas Residuais para o período de 2007 a 2013 (PEAASAR II) referia a necessidade de aumentar a ecoeficiência energética nos serviços de águas. A questão da gestão de energia era considerada de diversas formas:

- por aplicação de novas tecnologias de informação e modelação matemática dos sistemas;
- pela contratação de auditorias energéticas e aplicação de medidas de eficiência energética;
- pelo aproveitamento do biogás resultante da valorização energética de lamas de ETAR;
- pela geração de energia hidroelétrica nas infraestruturas de AA;
- pela minimização dos consumos em horas 'de ponta';
- pela elaboração de manuais de boas práticas incluindo para a gestão de energia.

Das verbas do Programa Operacional Temático Valorização do Território (POVT), instrumento financeiro que consubstanciou o PEAASAR II, foram destinados quatro por cento para a ecoeficiência energética (*vide* Figura 2.5).

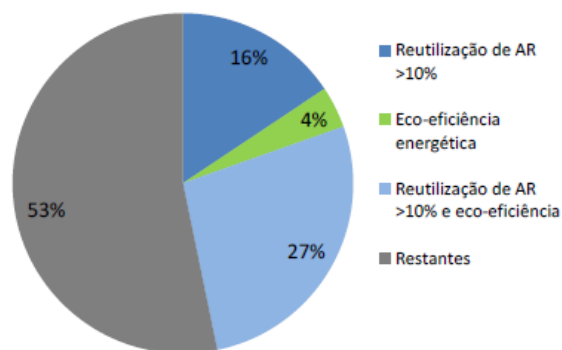


Figura 2.5: Repartição das verbas contratadas com o POVT por projetos que promovem a reutilização de águas residuais tratadas e/ou a ecoeficiência energética e por EG. Fonte: PENSAAR 2020, Vol. I, §120

De uma lógica de mera eficácia e de enfoque na expansão de infraestruturas, o paradigma de gestão dos sistemas de AA e de SAR tem vindo a mudar para uma lógica de eficiência, evoluindo para sistemas produtores de energia, neutros em termos de carbono, ou mesmo para sistemas recuperadores de nutrientes, energia e água no caso dos sistemas de SAR.

Nesta lógica, o PENSAAR 2020 foi *'baseado numa estratégia menos centrada na realização de infraestruturas para aumento da cobertura e focalizando-se mais na gestão dos ativos, seu funcionamento e na qualidade dos serviços prestados com uma sustentabilidade abrangente'* (sic) onde se inclui a energia.

A aplicação do PENSAAR 2020 será consubstanciada através do Programa Operacional da Sustentabilidade e Eficiência no Uso dos Recursos (POSEUR), por financiamento através de fundos comunitários por subsídio direto ao investimento ou condições de financiamento mais favoráveis. Estes fundos destinar-se-ão a diversas medidas onde estão compreendidas medidas relativas à energia, em concreto:

- Eixo 3 – “Otimização e gestão eficiente dos recursos”, onde se inclui o Objetivo Operacional 3.5 – ‘Valorização de recursos e subprodutos’, Medida M 3.5.6 – ‘Promoção do aproveitamento da capacidade de produção de energia nos sistemas de AA e SAR’, Ação 3.5.6.1, que prevê a realização de estudos e o fomento de infraestruturas e equipamentos, para aproveitamento da capacidade de produção de energia nos sistemas de AA e SAR, através do aproveitamento de biogás, da energia hidráulica excedentária na rede de distribuição ou da produção de energia renovável nas instalações (PENSAAR 2020, 2014b);
- Eixo 4 – “Sustentabilidade económico-financeira e social”, onde se inclui o Objetivo Operacional 4.2 – ‘Otimização e/ou redução dos gastos operacionais’, Medida M 4.2.2 – Otimização dos consumos energéticos nos sistemas de AA e SAR, Ações 4.2.2.1 e 4.2.2.2, que preveem a realização de auditorias energéticas aos sistemas de AA e SAR e intervenções para redução do consumo de energia nestes sistemas, quer infraestruturais, quer de otimização da gestão operacional dos mesmos (PENSAAR 2020, 2014b).



O PENSAAR 2020 refere ainda a articulação do Programa Nacional para o Uso Eficiente da Água (PNUEA) com o Programa Nacional de Ação para a Eficiência Energética (PNAEE), onde estão incluídas medidas passíveis de ser implementadas em EG, relativas ao Sistema de Gestão de Consumos Intensivos de Energia (SGCIE), que será tratado em capítulo próprio (*vide* 2.6.2).

As medidas de eficiência energética apresentadas dizem respeito ao consumo de eletricidade já que esta é a forma de energia mais utilizada pelas entidades gestoras na medida em que a maior parte dos consumos energéticos são devidos ao acionamento de motores elétricos. Foram excluídas medidas relacionadas com a gestão de frotas ou respeitantes a gestão energética de edifícios.



## 2.2 Entidades gestoras e consumo de energia elétrica em serviços de águas: caracterização do setor

Em Portugal coexistem diferentes modelos de gestão nas entidades gestoras que asseguram os serviços de águas, sejam elas de AA ou de SAR, como consta na Tabela 2.2.

Tabela 2.2: Modelos de gestão em entidades gestoras em Portugal. Fonte: ERSAR, Curso de Direito da Água

Modelos de gestão utilizados em sistemas de titularidade estatal		
Modelo	Entidade gestora	Tipo de colaboração
Gestão direta	Estado (não existe atualmente qualquer caso)	Não aplicável
Delegação	Empresa pública <sup>3</sup>	Não aplicável
Concessão	Entidade concessionária multimunicipal	Participação do Estado e municípios no capital social da entidade gestora concessionária, podendo ocorrer participação minoritária de capitais privados
Modelos de gestão utilizados em sistemas de titularidade municipal ou intermunicipal		
Modelo	Entidade gestora	Tipo de colaboração
Gestão direta	Serviços municipais	Não aplicável
	Serviços municipalizados ou intermunicipalizados	Colaboração entre dois ou mais municípios no caso de serviços intermunicipalizados
	Associação de municípios	Constituição de uma pessoa coletiva de direito público integrada por vários municípios
Delegação	Empresa constituída em parceria com o Estado (integrada no setor empresarial local ou do Estado)	Participação do Estado e municípios no capital social da entidade gestora da parceria
	Empresa do setor empresarial local sem participação do Estado (constituída nos termos da lei comercial)	Eventual participação de vários municípios no capital social da entidade gestora, no caso de serviço intermunicipal, podendo ocorrer participação minoritária de capitais privados
	Junta de freguesia e associação de utilizadores <sup>4</sup>	Acordos ou protocolos de delegação entre município e junta de freguesia ou associação de utilizadores
Concessão	Entidade concessionária municipal	Parceria público-privada (municípios e outras entidades privadas)

Esta multiplicidade de modelos de gestão está associada a uma grande multiplicidade de dimensão e soluções no domínio operacional dos sistemas de AA e SAR.

As entidades gestoras podem ainda ser divididas em serviços em alta e em baixa que, segundo os Relatórios Anuais dos Serviços de Águas e Resíduos em Portugal de 2014 (RASARP 2014) (ERSAR, 2015a), corresponde, respetivamente, às atividades grossista e retalhista dos setores

<sup>3</sup> Existe apenas a EPAL.

<sup>4</sup> O Decreto-Lei n.º 194/2009, de 20 de agosto, estabeleceu um prazo de cinco anos (até 1 de janeiro de 2015) para extinção destas situações através da integração dos referidos subsistemas nos respetivos sistemas municipais.

de abastecimento de água e de saneamento de águas residuais urbanas. No PENSAAR 2020 são definidos:

- Serviços «em alta» como os ‘serviços prestados a sistemas «em baixa»’, constituídos por ‘componentes relativas à captação, tratamento e adução incluindo elevação e eventual armazenamento (para sistemas de AA)’ e ‘componentes relativas ao transporte por interceptor e ou emissário incluindo elevação, tratamento e descarga de águas residuais e tratamento de lamas (para sistemas de SAR)’;
- Serviços «em baixa» como ‘serviços prestados diretamente aos utilizadores finais’, constituídos pelas ‘componentes relativas às redes de distribuição de água, ramais de ligação e eventualmente armazenamento a montante da rede (para sistemas de AA)’ e ‘componentes relativas às redes de coletores de água residuais, com os ramais de ligação correspondentes, e as estações elevatórias inerentes a estas redes (para sistemas de SAR)’ (PENSAAR 2020, 2014a).

Com base nos dados dos RASARP 2012, 2013 e 2014 para as entidades gestoras de Portugal Continental nos anos de 2011, 2012 e 2013, é possível verificar que uma grande parte do consumo energético diz respeito a bombeamento, como se pode verificar pelos dados da Tabela 2.3. A produção própria de energia pelas EG é ainda relativamente baixa mas tem vindo a aumentar. A eficiência energética em instalações elevatórias é mais elevada em alta que em baixa, em AA ou em SAR, tendo havido uma notória melhoria em SAR em baixa entre 2011 e 2012. Registou-se também uma ligeira melhoria em AA em baixa entre 2011 e 2012. A eficiência energética é superior em AA do que em SAR, mesmo tendo em conta que estes indicadores têm escalas diferentes.

.

Tabela 2.3: Energia consumida para bombeamento (%), produção própria de energia (%) e indicadores de eficiência energética nos anos de 2011, 2012 e 2013 em sistemas de AA e SAR em Portugal Continental. Fonte: ERSAR (2013, 2014, 2015b)

	2011				2012				2013			
	AA		SAR		AA		SAR		AA		SAR	
	Alta	Baixa <sup>5</sup>	Alta	Baixa <sup>6</sup>	Alta	Baixa	Alta	Baixa	Alta	Baixa	Alta	Baixa
Média da energia consumida para bombeamento (%)	86	92	22	59	87	90	20	58	88	86	23	59
Mínimo (%)	67	0,5	4	0	64	4	3	0	74	3	4	0
Máximo (%)	99	100	59	100	99	100	60	100	99	100	59	100
Média da produção própria de energia (%)	0,58	3,70	4,96	10,74	0,97	33,03	7,95	5,92	1,44	81,62	9,64	6,68
Mínimo (%)	0,03	0,02	0,13	0,26	0,04	0,02	0,18	0,26	0,03	0,02	0,24	0,23
Máximo (%)	2,94	17,24	19,92	29,63	5,43	853,34 <sup>7</sup>	27,48	25,07	5,85	2 180,22 <sup>8</sup>	31,55	27,37
EG produtoras	9	25	14	7	9	29	15	9	10	29	16	8
AA15 – Eficiência energética em EEAA (kWh/m <sup>3</sup> /100m)	0,37	0,52	-	-	0,39	0,47	-	-	0,38	0,48	-	-
AR11 – Eficiência energética em EEAR (kWh/m <sup>3</sup> /100m)	-	-	0,48	0,80	-	-	0,46	0,55	-	-	0,49	0,56

<sup>5</sup> Foram retirados os outliers que indicavam consumos de energia para bombeamento superiores a 100%.

<sup>6</sup> Foram retirados os outliers que indicavam consumos de energia para bombeamento superiores a 100%.

<sup>7</sup> Este número diz respeito à Câmara Municipal de Bragança; sem este outlier a média será de 3,73%, mínimo 0,02% e máximo 20,43%.

<sup>8</sup> Este número diz respeito à Câmara Municipal de Bragança; sem este outlier a média será de 3,90%, mínimo 0,02% e máximo 29,29%.



## 2.3 Sistemas de abastecimento de água e de saneamento de águas residuais

De seguida descrever-se-ão as principais atividades relativas aos sistemas de abastecimento de água e de saneamento de águas residuais (*vide* Figura 2.6).



Figura 2.6: Componentes dos sistemas de abastecimento de águas e de saneamento de águas residuais.  
Fonte: ERSAR, 2015a

### 2.3.1 Sistemas de abastecimento de água

Os sistemas de abastecimento de água compreendem, de um modo geral, as seguintes atividades, segundo o RASARP 2013 (adaptado):

- i. Captação: bombagem de água bruta, de uma origem superficial ou subterrânea;
- ii. Tratamento: produção de água para consumo humano. É efetuado em estações de tratamento de água (ETA) e inclui uma sequência de operações e processos unitários, como por exemplo pré-oxidação, coagulação-floculação, sedimentação, adsorção com carvão ativado, filtração e desinfecção<sup>9</sup>;
- iii. Elevação: pressurização da água para transporte e abastecimento com a pressão de serviço necessária, por bombagem e de forma a vencer as barreiras orográficas do sistema;
- iv. Adução: transporte de água para consumo humano para os diferentes locais do sistema de abastecimento ou para o sistema de abastecimento de outra entidade gestora, «em baixa», por exemplo, onde será consumida. Esta operação é feita por bombagem;
- v. Armazenamento: reserva em depósitos de água para consumo humano de forma a assegurar o abastecimento em continuidade ou para regularizar a pressão no sistema;
- vi. Distribuição: disponibilização de água para consumo humano à pressão e na quantidade adequada nos locais de consumo. É feita geralmente pelas entidades gestoras «em baixa».

<sup>9</sup> As operações e processos unitários necessários ao tratamento de água para consumo humano serão função da qualidade da água bruta, segundo o Decreto-Lei nº 236/98, de 1 de agosto.

A maior parte do consumo energético relativo ao AA está concentrada nas atividades onde é feita bombagem. Na captação, o consumo energético será mais elevado se a origem de água bruta for subterrânea ou se for muito distante da estação de tratamento de água (ETA). A bombagem para captação de água a maiores profundidades, à medida que baixa o nível dos aquíferos, faz aumentar exponencialmente a energia necessária para a captação de água subterrânea, num fator de 80, segundo Hoff (2011), se a profundidade passar de 35 para 120 metros. Segundo o mesmo autor, transportar 1m<sup>3</sup> de água, horizontalmente, por 350 km, representa o mesmo consumo energético que dessalinizar 1m<sup>3</sup> de água do mar. Na adução e distribuição de água o consumo energético será tanto maior quanto maiores as distâncias a percorrer.

Em sistemas de AA a energia associada à bombagem representa, segundo M. Brandt, Middleton, Wheale, & Schulting (2011), até 80% do consumo energético. Da análise dos dados dos RASARP 2012, 2013 e 2014 foi possível verificar que em Portugal as médias da energia utilizada para bombeamento em sistemas de AA oscilam entre os 86%, em alta em 2011 e em baixa em 2013 e os 92% em baixa em 2011.

### 2.3.2 Sistemas de saneamento de águas residuais

Os sistemas de saneamento de água residuais compreendem, segundo o RASARP 2013 (adaptado), as seguintes atividades:

- i. Drenagem: recolha das águas residuais no local onde são produzidas;
- ii. Elevação e transporte: bombagem das águas residuais de forma a vencer-se a orografia do sistema e a percorrer-se a distância até à ETAR;
- iii. Tratamento: correção das características físicas, químicas e microbiológicas das águas residuais tendo em conta as especificidades do meio recetor;
- iv. Reutilização: reutilização de águas residuais tratadas, em meio urbano ou não urbano, para usos compatíveis com a sua qualidade, tais como rega, limpeza urbana, etc.;
- v. Rejeição de águas residuais: descarga das águas residuais tratadas no meio recetor;
- vi. Processamento de lamas: tratamento e condicionamento das lamas geradas no tratamento de águas residuais;
- vii. Destino final de lamas: encaminhamento das lamas tratadas para destino final adequado, tal como, aterro sanitário, agricultura, etc..

O maior consumo energético em sistemas de SAR convencionais será no arejamento do tratamento secundário, entre 50 a 60% do mesmo nas ETAR (*vide* Figura 2.7) (Brandt *et al.*, 2011; Shi, 2011; Rosso, Shaw, Garrido, Sobhani, & Asvapathanagul, 2014). Segundo M. Brandt *et al.* (2011) cerca de 30% do consumo energético das entidades gestoras de sistemas de saneamento de águas residuais está relacionado com bombagem. Da análise dos dados dos RASARP 2012, 2013 e 2014 foi possível verificar que em Portugal as médias da energia utilizada para bombeamento em sistemas de SAR oscilam entre os 20%, em alta em 2012 e os 59% em baixa em 2011 e 2013.



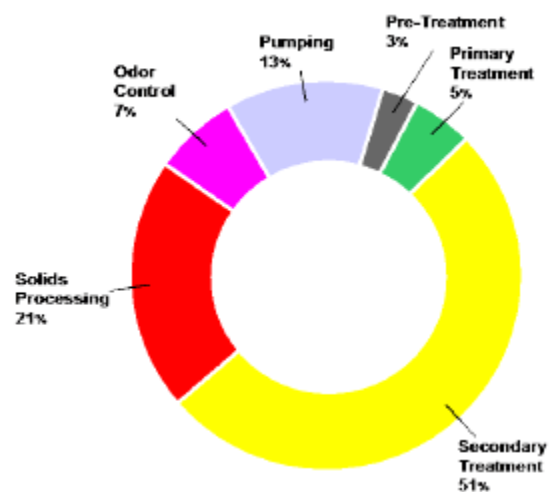


Figura 2.7: Consumo energético em ETAR. Fonte: Rosso *et al.* (2014)



## 2.4 Medidas para a redução do custo com eletricidade

### 2.4.1 Bombagem

A bombagem é a operação unitária que permite captar e transportar água em sistemas de AA, transportando a água desde a captação até ao tratamento e ao longo do sistema de adução, distribuição e armazenamento permitindo que a água para consumo humano esteja acessível ao consumidor final à pressão adequada, possibilitando vencer as alturas e distâncias necessárias no sistema. Em sistemas de SAR, a bombagem possibilita a drenagem e elevação das águas residuais para o tratamento em ETAR. O funcionamento de uma bomba, isto é, o seu consumo energético, representa cerca de 90% do seu custo total de operação ao longo de seu ciclo de vida útil (Grundfos, 2004). Esta operação representa a maior parte do custo para levar água aos consumidores finais (*vide* Figura 2.3) (Olsson, 2015).

Esta operação unitária é consumidora intensiva de energia e onde importa focar os esforços com vista à diminuição de consumos.

Os três principais fatores que influenciam o consumo energético de uma bomba são o caudal, a altura manométrica e o rendimento do grupo eletrobomba. Sempre que for pensada uma qualquer intervenção no sistema, estes três parâmetros devem ser analisados de forma criteriosa, de maneira a aferir qual o estado de funcionamento do sistema e quais as melhores possibilidades de melhorias existentes (Leite, Vivas, Monteiro, & Tentúgal Valente, 2010, citando Kumar, 2009).

#### 2.4.1.1 *Seleção de bombas, ajuste do ponto de funcionamento e de intervalo de funcionamento*

Aquando da seleção de uma bomba, esta deve ser escolhida tendo em conta que o ponto de funcionamento deve estar o mais perto possível do ponto de eficiência máxima da bomba (ver Figura 2.8). Se, a maior parte do tempo, uma bomba operar com um caudal abaixo do caudal do ponto de eficiência máxima, isto pode significar um aumento de 5 a 15% no consumo energético (M. J. Brandt, Middleton, & Wang, 2011), podendo-se, nesse caso, substituir a bomba por uma outra que tenha eficiência máxima no caudal e altura manométrica necessária ao funcionamento do sistema de AA ou SAR. A degradação e o consumo energético associado a uma determinada bomba podem ser suficientes para que se justifique a sua substituição por um equipamento mais eficiente (Leite *et al.*, 2010). O custo de aquisição de uma nova bomba para caudais menores poderá ser amortizado com o custo evitado devido ao seu menor consumo energético. No caso de a bomba funcionar com um caudal acima do ponto de eficiência máximo, o consumo energético poderá não ser tão agravado, se se estiver na zona do patamar de eficiência. Neste último caso pode haver ganhos de eficiência apenas com a mudança de impulsor (*vide* Figura 2.8).

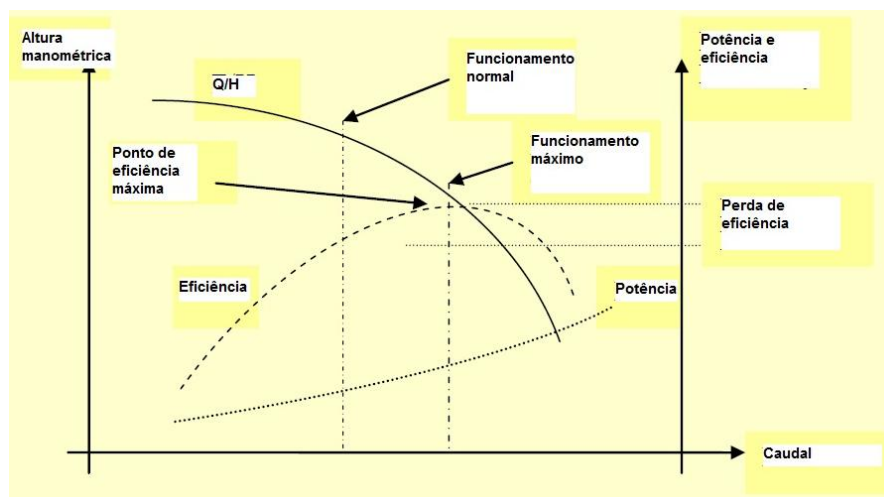


Figura 2.8: Curvas típicas de funcionamento (Q/H), de eficiência e de potência de uma bomba BEP: ponto de eficiência máxima da bomba. Fonte: M. J. Brandt *et al.* (2011)

Em sistemas de SAR, em que os caudais afluentes são muito variáveis ao longo do tempo, caso uma mesma bomba tenha de funcionar fora do caudal do seu ponto de funcionamento isto pode significar perdas de eficiência, uma vez que a eficiência da bomba tem uma variação parabólica com a variação de caudal (*vide* Figura 2.9).

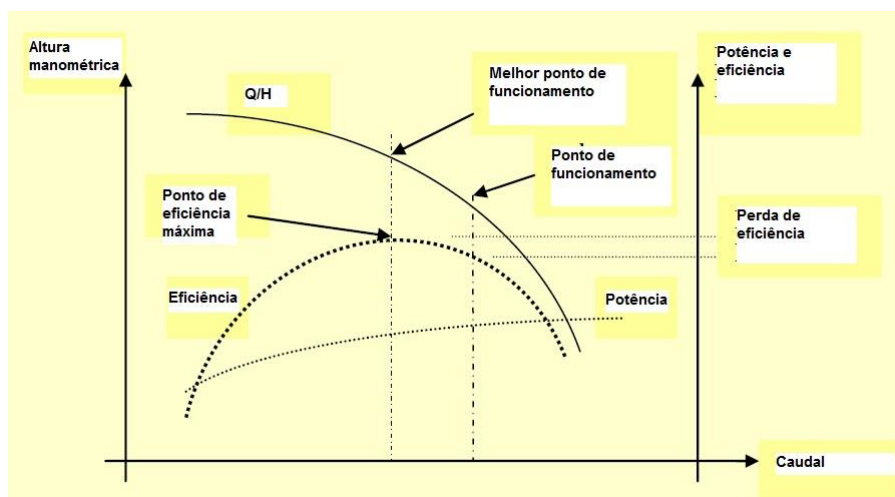


Figura 2.9: Curvas de funcionamento (Q/H), de eficiência e de potência de uma bomba. Fonte: M. J. Brandt *et al.* (2011)

Quando existem grandes variações de caudal poderá ser mais vantajoso ter, não apenas uma, mas duas bombas, uma de menor dimensões para fazer face a situações de caudal mais baixo com máxima eficiência (Leite *et al.*, 2010). As poupanças poderão chegar a cerca de 3% (M. J. Brandt *et al.*, 2011) e diminui-se o número de arranques e paragens das bombas, quando comparados com bombas de maiores dimensões (Leite *et al.*, 2010), permitindo um menor desgaste do equipamento.

O desgaste das bombas e dos seus componentes ao longo do tempo também causa desvios do funcionamento da bomba do seu ponto de eficiência máxima, alterando o caudal bombeado e a sua altura manométrica. Nesta situação pode justificar-se também a substituição e/ou

reparação do grupo eletrobomba de forma a aumentar a sua eficiência energética, amortizando-se este investimento com o consumo energético evitado.

Segundo Tsutiya (2006) o rendimento de uma bomba pode variar em função da associação com outras bombas, pelo que pode acontecer a bomba funcionar com elevado rendimento sozinha mas não associada a outras bombas. Este tipo de situações deve ser acautelado aquando a seleção da(s) bomba(s), procurando a solução mais eficiente, de modo a diminuir o consumo energético e o custo associado.

#### *2.4.1.2 Variadores eletrónicos de velocidade*

Os sistemas de bombagem em serviços de águas, especialmente os sistemas de SAR, estão sujeitos a variações no caudal a bombear. Há apenas duas formas de diminuir o caudal bombeado num determinado sistema: através de uma válvula de estrangulamento ou fazendo variar a velocidade da bomba (Olsson, 2015). O uso de válvulas de estrangulamento aumenta as perdas de carga no sistema, diminuindo o caudal bombeado e aumentando a altura manométrica, não sendo uma forma energeticamente eficiente de diminuir o caudal bombeado, uma vez que a carga no motor da bomba será maior, conduzindo também a um maior desgaste no equipamento e a uma maior pressão na tubagem, aumentando o desgaste em válvulas, curvas e juntas e aumentando a possibilidade de roturas no sistema (Tsutiya, 2006).

Uma forma de se fazer face a estas situações em que é necessário fazer variar o caudal a bombear será através da variação de velocidade de rotação da bomba pelo uso de variadores eletrónicos de velocidade (VEV). Este equipamento permite o controlo da velocidade de rotação da bomba pela variação da tensão e frequência da corrente fornecida ao motor elétrico do grupo eletrobomba (Leite, Ferreira, Tentúgal Valente, & Vivas, 2011). Permite igualmente a redução de consumos de energia, o ajustamento do caudal bombeado ao necessário no sistema, aumentando a flexibilidade a variações ocorridas. Além disso, diminui as forças exercidas no impulsor minimizando o seu desgaste e reduz igualmente o golpe de aríete nas tubagens pela diminuição do número de arranques, facilitando também a diminuição dos picos de corrente nos mesmos, conduzindo à poupança de energia na fase de arranque.

Segundo Leite *et al.* (2011) a aplicação deste tipo de equipamentos não significa uma maior eficiência energética em todos os sistemas. Dever-se-á ter em atenção se a principal componente da altura manométrica são as perdas de carga (resistência ao escoamento) ou o desnível geométrico. No primeiro caso cumprem-se as leis de afinidade da bomba e verifica-se que os pontos de funcionamento praticamente se mantêm numa isolinha de eficiência à medida que se altera a frequência e consequentemente a velocidade de rotação do impulsor, mantendo-se a eficiência do grupo eletrobomba (*vide* Figura 2.10).

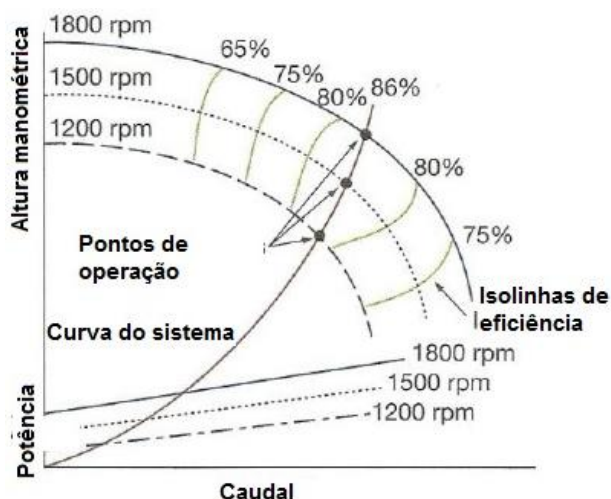


Figura 2.10: Variação de frequência de rotação de uma bomba num sistema dominado por perdas de carga. Fonte: Leite *et al.* (2011)

No segundo caso, em que não se cumprem as leis de afinidade e que corresponde à maioria dos sistemas existentes, verifica-se uma diminuição da eficiência à medida que se diminui a velocidade de rotação (*vide* Figura 2.11).

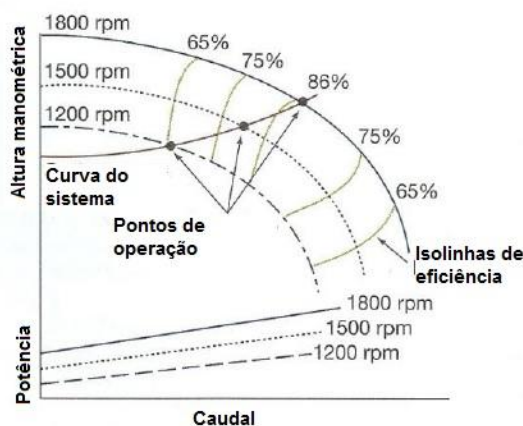


Figura 2.11: Variação de frequência de rotação de uma bomba num sistema dominado pelo desnível geométrico. Fonte: Leite *et al.* (2011)

Segundo os mesmos autores será necessário ter em atenção o funcionamento a velocidades muito baixas, devido a fenómenos de sedimentação que podem levar à colmatção de tubagens. Segundo M. J. Brandt *et al.* (2011), a velocidades baixas pode haver mudanças na curva de funcionamento da bomba, podendo ser preferível, nestas situações uma bomba de menores dimensões para fazer face a situações de caudais baixos, tal como referido em Leite *et al.* (2010).

A utilização de variadores eletrónicos de velocidade, quando bem aplicados ao sistema em causa, pode conduzir à melhoria do fator de potência e a poupanças de energia da ordem dos 37%, não obstante absorverem cerca de 5% da potência do motor no seu funcionamento, segundo M. J. Brandt *et al.* (2011).

#### 2.4.1.3 Eficiência intrínseca de equipamentos

Os grupos eletrobomba são constituídos pela bomba, pelo motor que a aciona e pelas ligações ou acoplamentos entre estes dois componentes. Importa que a eficiência da bomba seja elevada, mas também que não haja perdas de eficiência nos outros componentes. Segundo Tsutiya (2006), a eficiência de um motor elétrico indica a sua capacidade em converter a energia elétrica tomada em energia mecânica que será fornecida no seu eixo. Existirá sempre uma parcela de perdas nesta conversão de energia elétrica em energia mecânica, que não pode ser eliminada mas pode ser reduzida, segundo o mesmo autor, para níveis mais aceitáveis.

Num sistema de AA ou SAR, praticamente todos os motores são motores elétricos, ou pelo menos a sua grande maioria. Muitas vezes estes motores encontram-se sobredimensionados, o que acarreta consumos energéticos e potências contratadas não ajustadas à operação eficiente do sistema em causa, traduzindo-se em gastos desnecessários. Assim, interessa que os motores, além de funcionarem o mais próximo possível do ponto de eficiência máximo, tenham eles próprios uma eficiência intrínseca elevada, os chamados motores de alto rendimento, cuja eficiência pode chegar aos 97%, segundo M. J. Brandt *et al.* (2011). De acordo com Tsutiya (2006), quanto maior a potência do motor em causa, maior será o seu rendimento, pois observa-se uma diminuição das perdas com o aumento da potência, razão pela qual em motores de elevada potência pode ser, por vezes, difícil melhorar o seu rendimento de forma significativa. Segundo o mesmo autor, citando Lindhorst, Daffer e Price e Weg, os motores de elevado rendimento, também ditos motores de perdas reduzidas, são 15 a 30% mais dispendiosos que os modelos clássicos ou padrão, mas o seu sobrecusto pode ser amortizado em 6 meses, com uso contínuo, ou em 2 a 4 anos, consoante os autores, devido à diminuição de consumo energético e menores potências contratadas.

Uma outra forma de minimizar o consumo energético de grupos eletrobomba será através do uso de arrancadores suaves, também conhecidos por *soft starters*, pois estes permitem a minimização dos choques mecânicos durante o arranque do grupo, minimizando também os picos de corrente nos arranques e reduzindo igualmente o desgaste eletromecânico dos grupos eletrobomba.

Relativamente às ligações ou acoplamentos entre motor e bomba, segundo M. J. Brandt *et al.* (2011), os acoplamentos mais eficientes são os eixos, em que o impulsor da bomba roda no eixo do motor ou numa extensão do mesmo. Se estes acoplamentos estiverem desalinhados, provocam um maior consumo energético, ao absorverem uma parte da potência do motor. Os acoplamentos podem ainda ser correias, que, segundo o mesmo autor, serão mais eficientes se forem correias dentadas em lugar de correias em V, menos eficientes.

Para que a eficiência do equipamento se mantenha elevada, é necessário assegurar uma manutenção periódica cuidada, tendo em conta todas as peças constituintes do grupo eletrobomba, incluindo impulsor, empanque e o revestimento da voluta, bem como estado das correias e/ou eixos e seus alinhamentos. Segundo M. J. Brandt *et al.* (2011) é possível atingir 19% de poupanças energéticas com uma manutenção cuidada destes componentes.

#### 2.4.2 Arejamento em lamas ativadas

Tal como a bombagem em sistemas de AA, o arejamento no tratamento secundário em sistemas de SAR é uma operação consumidora intensiva de energia, sendo importante focar os esforços na minimização de consumos energéticos. Segundo Rosso, Larson & Stenstrom (2008), estes podem significar 45 a 75% dos custos de energia de uma ETAR.

Os sistemas de tratamento de águas residuais mais comuns são os reatores biológicos por lamas ativadas (Svardal & Kroiss, 2011). O enfoque será sobre esses, uma vez que são os mais representativos.

Os sistemas de arejamento destinam-se a assegurar o oxigénio necessário à oxidação biológica da matéria orgânica carbonácea – redução da carência bioquímica de oxigénio, CBO – a CO<sub>2</sub> e água e à oxidação do azoto amoniacal (NH<sub>4</sub><sup>+</sup>) a nitrato no tanque de arejamento. São necessários, genericamente, 1,2 mg de oxigénio para oxidar 1 mg de CBO e 4,6 mg para oxidar 1 mg de amónia (Lazić, Larsson, & Nordenborg, 2012). O oxigénio é necessário não apenas como aceitador de eletrões no processo de oxidação mas também para a manutenção da população microbiana do tanque de arejamento. Além de fornecer o oxigénio necessário os sistemas de arejamento promovem igualmente a mistura do conteúdo do reator. Tipicamente, esta provisão de oxigénio é feita utilizando ar. Poderá ser feita utilizando oxigénio puro ou peróxido de hidrogénio mas estas opções acarretam custos consideráveis, sendo normalmente utilizadas apenas em tratamento de águas residuais industriais, com características específicas que inviabilizem a utilização de ar para a oxidação.

O arejamento, segundo Rosso *et al.* (2008), transfere oxigénio para a fase líquida, seja através do cisalhamento da superfície líquida com um misturador ou turbina, formando-se gotas que assim entram em contacto com o ar, seja pela difusão de ar através de orifícios microscópicos ou materiais porosos, isto é, através de difusores.

Segundo Shi (2011) a capacidade de arejamento é determinada por três fatores, a saber:

- i. A quantidade de oxigénio necessária para a remoção biológica da carência química de oxigénio (CQO) por micro-organismos heterotróficos, a oxidação biológica da amónia (NH<sub>4</sub><sup>+</sup>) por micro-organismos autotróficos e a remoção biológica de fósforo<sup>10</sup> (P), ou seja, a carga a remover;
- ii. O dimensionamento do processo biológico, em concreto a seleção da idade de lamas no reator biológico;
- iii. A eficiência do sistema de arejamento, incluindo o tipo de equipamento, a sua filosofia de controlo e regime de manutenção.

De acordo com M. J. Brandt *et al.* (2011), a eficiência de arejamento é influenciada por diversos fatores, tais como:

- i. Condições do ar na admissão ao compressor;

---

<sup>10</sup> Segundo Svardal & Kroiss (2011) a remoção de fósforo tem pouca influência no consumo energético, sendo negligenciável.



- ii. Manutenção do compressor e suas condições de desgaste, selagem, estado dos apoios, rolamentos e chumaceiras e lubrificação;
- iii. Precisão do sistema de controlo, tempo de resposta, limpeza e calibração da instrumentação;
- iv. Dimensionamento do sistema de distribuição de ar: tubagens, válvulas de controlo e medidores de caudal;
- v. Condições dos difusores, tipo, limpeza interna e dimensão das bolhas de ar;
- vi. Profundidade do tanque de arejamento e alcance/dimensões do sistema de difusão de ar;
- vii. Conteúdo do reator, tratamento a montante e homogeneidade;
- viii. Acoplamento dos diferentes componentes do sistema de arejamento.

O consumo de energia para o tratamento de águas residuais está, segundo Svardal & Kroiss (2011), dependente da carência de oxigénio mas também da eficiência de arejamento e da qualidade do controlo do arejamento.

O controlo dos sistemas de arejamento, segundo Åmand, Olsson & Carlsson (2013), ganha cada vez mais importância à medida que as ETAR vão estando sujeitas a condições de descarga cada vez mais restritivas e à necessidade de maior eficiência energética.

O equipamento utilizado para arejamento pode ser classificado em dois grandes tipos:

- a. Arejamento superficial, por arejadores mecânicos, como turbinas, rotores, e arejadores autoaspirantes;
- b. Arejamento submerso, por difusores, hidrojatores, ou arejamento a jato.

No arejamento superficial promove-se a formação de gotas que entram assim em contacto com o ar ou então fomenta-se a mistura do ar com o conteúdo do reator, originando a transferência de oxigénio da fase gasosa para a fase líquida. No arejamento submerso promove-se o contacto de bolhas de ar (bolha fina, bolha média ou bolha grossa) com o conteúdo do reator, normalmente a partir de difusores, jatos ou hidrojatores colocados no fundo do reator.

No arejamento superficial será o próprio equipamento, equipado com motor elétrico, a fomentar a mistura ar/líquido. No arejamento submerso dependerá do tipo de equipamento: nos hidrojatores haverá necessidade de uma bomba submersível enquanto no arejamento por jato ou por difusores serão necessários compressores que forneçam o ar com as características necessárias. Segundo Åmand, Olsson & Carlsson (2013), citando Keskar, 2006, os dois tipos de compressores mais utilizados são os compressores centrífugos, de funcionamento semelhante a uma bomba centrífuga, e os compressores de deslocamento positivo, sendo estes últimos utilizados em instalações de menores dimensões.

Os sistemas de arejamento encontram-se normalmente sobredimensionados e/ou operados segundo uma lógica de controlo *on/off*, muitas vezes por controlo temporizado, não relacionado com o oxigénio dissolvido (OD), um dos parâmetros que permite controlar a eficiência de arejamento. Este tipo de controlo desconectado do processo redundará num arejamento pouco eficiente em termos energéticos ou em termos processuais, pois implica trabalhar a toda a

potência instalada de arejamento ou a potência nula e pode facilmente resultar ou num mínimo de OD no reator, que pode provocar o crescimento de bactérias filamentosas que comprometem a eficiência do processo, ou num excesso de oxigénio, que não implica uma melhor eficiência de tratamento mas que envolve consumo energético. Importa que o arejamento seja eficiente não apenas em termos processuais, isto é, que os processos biológicos no reator biológico sejam eficazes, mas que também sejam energeticamente eficientes, uma vez que o arejamento implica um custo significativo. Importa determinar qual a real capacidade de arejamento que serve efetivamente ao sistema de lamas ativadas em causa, para que o tratamento seja o mais eficiente possível em termos de remoção de carbono e azoto e ao menor custo possível.

O objetivo do arejamento é manter a concentração em OD no reator na ordem dos 1,5 a 2 mg/L. Acima dos 2 mg/L pode haver aumento da nitrificação e valores acima de 4 mg/L não aumentam a eficiência de tratamento mas aumentam substancialmente os custos de operação (Tchobanoglous, Burton, & Stensel, 2003). Valores abaixo de 1,5 mg/L estão associados a elevadas emissões de  $N_2O$ , gás com efeito de estufa 300 vezes superior ao  $CO_2$  e ao crescimento de bactérias filamentosas que comprometem a formação do floco, diminuindo a sedimentabilidade das lamas no decantador secundário (Åmand *et al.*, 2013).

À semelhança do descrito anteriormente para a bombagem, também os métodos de controlo do ar admitido no sistema usualmente utilizados, como as válvulas de estrangulamento à saída do compressor, são energeticamente pouco eficientes. As válvulas de estrangulamento significam perdas de pressão no sistema ao mesmo tempo que o motor elétrico continua a debitar a potência máxima. Segundo Åmand *et al.* (2013), no dimensionamento e projeto de sistemas de arejamento é importante considerar as variações de carga e a variação do arejamento, por vezes, ao longo do tanque, sendo por isso crucial que o sistema de arejamento tenha a flexibilidade necessária para lidar com estas variações.

Assim, há vantagens em aplicar variadores eletrónicos de velocidade (VEV) seja nos compressores, em sistemas de ar difuso, seja nas turbinas, em arejamento superficial. Segundo os mesmos autores, os compressores centrífugos equipados com variadores eletrónicos de velocidade apresentam maior eficiência (65 – 85%) do que os compressores de deslocamento positivo acoplados ao mesmo equipamento (50 – 60%). Em relação às turbinas equipadas com variadores eletrónicos de velocidade, podem representar poupanças da ordem dos 25%, face a controlo temporizado. À semelhança do que acontece com a bombagem, pode observar-se que, com o uso de VEV, há uma diminuição do rendimento do compressor para valores de frequência abaixo dos 50 Hz. Assim, nestas circunstâncias, pode ser mais vantajoso, em termos energéticos, o uso de um compressor de menor potência quando for necessário um menor caudal de ar (*vide* 1.1).

Ainda segundo Åmand *et al.* (2013), a concentração de OD não pode ser considerada isoladamente sem ter em conta a temperatura e o tempo de retenção de sólidos, ou seja, a idade de lamas, uma vez que, a baixas temperaturas e baixa idade de lamas, pode ser necessária uma maior concentração de OD para compensar um menor rendimento de

nitrificação. Com o aumento da temperatura poderá começar a ocorrer nitrificação do efluente, fazendo aumentar o consumo energético. Assim, importa controlar estes parâmetros assegurando os teores em OD necessários aos processos de oxidação, usando sensores de OD que permitam ao sistema adaptar-se às variações que ocorrem, de modo a manter a concentração de OD entre os 1,5 e os 2 mg/L, como supra citado. A localização dos sensores de OD utilizados no tanque de arejamento é crucial para que seja representativa da capacidade de arejamento do sistema e é determinante para que a resposta do sistema às variações seja efetiva e atempada (Åmand *et al.*, 2013).

O controlo do arejamento pode ser feito também por controlo do teor de amónia no licor misto, com sensores de análise química por via húmida, sensores titrimétricos ou elétrodos seletivos de iões. Estes últimos permitem tempos de resposta às variações no sistema mais curtos, dada a sua rapidez de deteção (Åmand *et al.*, 2013).

Uma outra forma de poupar energia será promovendo a desnitrificação do efluente, fazendo com que o nitrato formado na nitrificação seja utilizado como fonte de oxigénio para a oxidação da matéria orgânica carbonada, reduzindo-se a azoto (Olsson, 2012). Para tal será necessário a existência de uma zona anóxica no tanque de arejamento onde confluirão o efluente a tratar e o efluente nitrificado, recirculado a partir do final do reator aeróbio e, também, do decantador secundário. Será necessário ajustar a razão de recirculação para que o efluente nitrificado, arejado, isto é, com elevado teor em OD, não esteja em tal quantidade que se passe de um ambiente anóxico para um ambiente aeróbio comprometendo o processo de desnitrificação.

Em sistemas com arejamento superficial pode ser feito o ajuste da altura do eixo de agitação, de modo a encontrar-se o nível de imersão das pás ou impulsores que permite um maior arejamento à menor potência necessária, isto é, um maior rendimento de arejamento.

#### 2.4.3 Mistura

Na produção de água para consumo humano ou em tratamento de efluentes pode ser usada mistura hidráulica, através de misturadores hidráulicos como canais Parshall, descarregadores retangulares, malhas difusoras ou injetores, ou mistura mecânica, através de misturadores mecânicos como agitadores, turbinas ou hélices. Os misturadores hidráulicos são mais eficientes em termos energéticos que os misturadores mecânicos (M. J. Brandt *et al.*, 2011). Poderão também ser utilizados variadores eletrónicos de velocidade nos motores dos misturadores, controlados em função do caudal a tratar, de modo a minimizar o consumo energético nestes processos.

#### 2.4.4 Filtração

Segundo NYSERDA (2010) os sistemas de filtração podem representar custos de energia elevados, sendo os mais elevados associados à lavagem dos filtros, devido ao consumo das bombas de água de lavagem. Assim, de modo a minimizar o consumo energético devem considerar-se as medidas relativas à bombagem, acima descritas, bem como a possibilidade de efetuar as lavagens em período de vazio. Poder-se-á também considerar a possibilidade de

se bombear a caudal mais baixo e durante um maior período de tempo para um reservatório com elevação suficiente para que a lavagem possa ser efetuada graviticamente.

Deverá ser feita uma análise custo/benefício à possibilidade de se efetuar lavagens de filtros nas horas de vazio, pois isto pode acarretar maiores custos de mão-de-obra.

#### 2.4.5 Flotação por ar dissolvido

À semelhança do arejamento por difusores, a flotação por ar dissolvido implica o emprego de compressores e de difusores de ar que promovam a flotação dos flocos previamente formados na floculação. Segundo M. J. Brandt *et al.* (2011), este modo de remoção de sólidos implica maior consumo energético do que a sedimentação dos mesmos. De acordo com os mesmos autores este processo envolve a introdução de bolhas de ar muito finas a alta pressão na água a tratar; normalmente o ar é dissolvido na água em recipientes diferentes, sendo depois misturado e depois esta mistura ar/água é bombeada para o flotador. À medida que a pressão diminui, o ar liberta-se da mistura na forma de bolhas muito finas que se agregam aos flocos, trazendo-os para a superfície. Uma maior eficiência energética neste processo estará relacionada com a otimização do mesmo, em concreto do processo de mistura ar/água e dos difusores utilizados, de modo a maximizar o seu desempenho com o mínimo de ar possível. A otimização deste processo passará também pelo melhor controlo dos compressores, à semelhança do que foi referido a propósito dos processos de arejamento de lamas ativadas. Caso se verifiquem oscilações na qualidade da água a tratar, pode equacionar-se colocar temporariamente fora de serviço o flotador, se os restantes processos e operações unitárias se revelarem suficientes para a manutenção da qualidade da água tratada.

#### 2.4.6 Desinfecção por ultravioleta

Segundo M. J. Brandt *et al.* (2011), a desinfecção por ultravioleta (UV) em águas residuais poderá atingir os 10% do consumo energético de uma ETAR. Segundo USEPA (2010) o consumo energético dependerá do número, tipo e configuração das lâmpadas utilizadas para conseguir a dose UV necessária à desativação dos micro-organismos patogénicos. Um dos fatores que mais influencia este processo é a transmitância, isto é, a percentagem de luz UV que atravessa 1 cm de água a tratar, pois desta dependerá a dose de UV a aplicar. A transmitância será inversamente proporcional à dispersão e absorção de luz por matéria suspensa e dissolvida existente no efluente a tratar, sendo função da eficácia do tratamento efetuado a montante.

A eficiência energética neste processo poderá passar pelo uso de lâmpadas de baixa pressão, que são energeticamente mais eficientes que as lâmpadas de alta pressão (NYSEDA, 2010). A limpeza regular das lâmpadas é importante, uma vez que o biofilme que se forma à superfície diminui o desempenho do sistema, ao diminuir a transmitância da radiação na água a desinfetar. Uma maior eficiência neste processo está ligada a uma maior flexibilidade no controlo do mesmo: de maneira a não haver lâmpadas a emitir em vão, a intensidade das mesmas deverá ser regulada em função do caudal e da qualidade de água a tratar, pois é

necessário assegurar a transmitância necessária para o processo de desinfecção se dar eficazmente. Ainda segundo M. J. Brandt *et al.* (2011), este processo não deve ser utilizado como substituição de operações e processos deficientes a montante.

#### 2.4.7 Tratamento da fase sólida

O tratamento da fase sólida pode significar um consumo energético significativo em ETAR (*vide* Figura 2.7) e depende das características das lamas em questão. Normalmente as lamas secundárias apresentam características de sedimentação diferentes das lamas primárias, sendo mais difíceis de espessar e desidratar que estas últimas. Usualmente, para contornar este facto utilizam-se centrífugas e procede-se à adição de polímero de forma a melhorar a adesão dos flocos e consequente remoção da fase líquida.

Segundo NYSERDA (2010) as centrífugas implicam consumos relativamente elevados de energia, que poderão ser evitados quando substituídas por outros equipamentos de espessamento e desidratação, tais como filtros-banda. Esta substituição pode significar a produção de lamas com menor teor de sólidos, pelo que se deverá ter em conta todo o tratamento da fase sólida pois poderá haver processos a jusante que impeçam o uso destes equipamentos. Dever-se-á fazer uma análise custo-benefício equacionando se a minimização do consumo energético é benefício bastante para um processo de tratamento de fase sólida em que o resultado é uma lama com menor teor de sólidos, o que aumentará o custo do transporte para destino final.

#### 2.4.8 Energia reativa e correção do fator de potência

Os motores de indução e equipamentos utilizados nas entidades gestoras, alimentados por corrente alternada solicitada à rede, necessitam de energia reativa para o seu funcionamento. Esta é necessária para criar o campo magnético necessário ao funcionamento do motor ou equipamento mas não realiza trabalho, isto é, não é transformada em energia mecânica. Os circuitos elétricos onde isto se verifica são denominados indutivos e caracterizam-se por haver um desfasamento, um atraso da onda da intensidade da corrente elétrica ( $I$ ) em relação à onda da tensão ( $V$ ). Caso o desfasamento seja um avanço entre a intensidade da corrente elétrica e a tensão, o circuito diz-se capacitivo. Este ângulo de desfasamento é denominado  $\varphi$ , medido em graus. A potência será a energia utilizada num determinado período de tempo. Assim, poder-se-á falar de potência reativa. A existência de potência reativa implica a ocupação da rede elétrica que poderia ser utilizada para fornecer mais energia ativa ao equipamento mas que, em vez disso, circula entre o motor ou equipamento e a sua alimentação (CODI, 2004).

Graficamente pode traduzir-se a relação entre as potências ativa, reativa e aparente segundo o «triângulo de potências» (*vide* Figura 2.12):

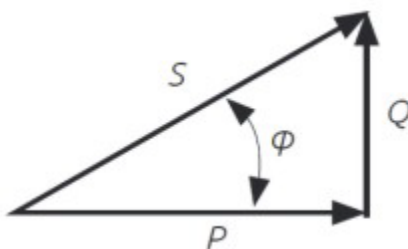


Figura 2.12: Triângulo de potências. Fonte: Santos (n.d).

No triângulo de potências, representação gráfica das potências existentes num circuito indutivo (Santos, n.d.) em que  $P$  representa a potência ativa, medida em kW, consumida na produção de trabalho,  $Q$  a potência reativa, medida em kVAr, e  $S$  a potência aparente, medida em kVA. A potência aparente é dada pela soma vetorial da potência ativa e da potência reativa e será a potência pedida à rede de distribuição. Ao quociente entre a potência ativa e a potência aparente dá-se o nome de 'fator de potência', que é dado pelo cosseno do ângulo  $\varphi$ ,  $\cos \varphi$ , que, por definição, varia entre 0 e 1. Quando nos referimos a energia reativa, utiliza-se também o quociente entre a potência reativa e a potência ativa, dado pela tangente do ângulo  $\varphi$ ,  $\tan \varphi$ . Um fator de potência indutivo significa que a instalação elétrica está a absorver a energia reativa. Um fator de potência capacitivo significa que a instalação elétrica está a fornecer energia reativa (EDP, 2011).

Segundo Albuquerque & Lopes (2009), existem diversas causas para se verificar um baixo fator de potência numa instalação. Tal pode dever-se a equipamentos ou transformadores a operar em vazio ou sobredimensionados, a um nível de tensão acima do valor nominal ou uma grande quantidade de motores ou equipamentos de baixa potência.

Um fator de potência baixo irá provocar, segundo CODI (2004), maiores perdas na rede de distribuição, que variam com o quadrado da corrente. Devido à maior intensidade de corrente, há um aumento das quedas de tensão, provocando sobrecargas e/ou interrupções e subutilização da potência instalada, pois para a mesma potência aparente, quanto maior for a potência reativa, menor será a potência ativa, logo menor será a potência mecânica do equipamento.

Da mesma forma que a instalação pode absorver energia reativa da rede, neste caso indutiva, a instalação elétrica pode também estar a criar e a fornecer energia reativa à rede, neste caso capacitiva, em que existe um atraso da tensão em relação à corrente elétrica. Esta energia pode advir de bancos de condensadores sobredimensionados (Santos, n.d.). Esta energia é sujeita a faturação em período de vazio (vazio normal e super vazio).

Quando a energia reativa, indutiva ou capacitiva, ultrapassa determinados valores, isto é, quando o fator de potência da instalação é menor que 0,95, os fornecedores de energia elétrica passam a faturar este fornecimento de energia reativa, precisamente por estar a ser ocupada rede com energia que poderia ser mais bem utilizada, isto é, com energia que produza trabalho efetivo (Santos, n.d.).

Atualmente, pela publicação do Despacho n.º 7253/2010, de 26 de abril e do Despacho n.º 12605/2010 de 4 de agosto, da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), a energia reativa indutiva em período fora de vazio (ponta e cheias) é faturada segundo 3 escalões:

- i. 1º escalão:  $0,3 \leq \tan \varphi < 0,4$ , o que equivale a  $0,93 < \text{Fator de potência} \leq 0,95$
- ii. 2º escalão:  $0,4 \leq \tan \varphi < 0,5$ , o que equivale a  $0,89 < \text{Fator de potência} \leq 0,93$
- iii. 3º escalão:  $\tan \varphi \geq 0,5$ , o que equivale a  $\text{Fator de potência} \leq 0,89$

A cada um destes escalões é dado um fator multiplicativo para a faturação da energia reativa de 0,33, 1,00 e 3,00, respetivamente.

Segundo o Despacho n.º 7253/2010, a energia reativa é objeto de faturação a clientes em muito alta tensão (MAT), alta tensão (AT), média tensão (MT) e baixa tensão especial (BTE). O período de integração para MT e AT é diário e mensal para BTE.

Existem formas de melhorar o fator de potência, isto é, de o aproximar de 1. Segundo Albuquerque & Lopes (2009) e CODI (2004), esta correção pode ser feita de diferentes formas. A adição e/ou redistribuição de cargas, em horas de vazio, com elevado fator de potência aumenta o consumo de energia ativa, minimizando a energia reativa, desde que isto não signifique um aumento da potência contratada para a instalação. Outra forma será pelo uso de motores síncronos superexcitados em utilizações longas e para potências elevadas, de forma que seja uma medida financeiramente justificável, pois trata-se de um tipo de equipamento dispendioso. Neste tipo de motores verifica-se um avanço da intensidade da corrente elétrica e relativamente à tensão, passando a funcionar como um condensador, compensando a energia reativa. Uma outra forma de minimizar o consumo de energia reativa será, segundo Santos, n.d, encontrar uma nova fonte de energia reativa que possa fornecê-la ao motor ou equipamento, deixando esta de ser solicitada à rede. Esta correção é possível pela instalação de condensadores ou banco de condensadores junto das cargas onde se verifica o consumo de energia reativa. Os condensadores irão fornecer a energia reativa necessária ao circuito, libertando a rede para o fornecimento da energia ativa necessária (CODI, 2004). Estes condensadores devem ser desligados quando não é necessária a sua utilização na correção do fator de potência (por exemplo durante a noite) de modo a minimizar a energia reativa capacitiva que possa aceder à rede de distribuição, uma vez que esta também é faturada no período de vazio.

#### 2.4.9 Gestão de tarifários

Nesta secção são apenas referidos os tarifários para energia ativa e para número de horas de utilização da potência contratada, não sendo considerados o termo tarifário fixo, o preço de potência contratada nem o preço de energia reativa (*vide* 2.4.8.). Têm como base as tarifas transitórias publicadas pela ERSE para 2016, no mercado regulado.

As entidades gestoras, dadas as potências e voltagens em causa, possuem usualmente contratos em BTN para reservatórios e locais com equipamentos de baixa potência como

iluminação ou instalações com baixa potência contratada, BTE para equipamentos de potência  $\geq 41,4$  kVA e tensão  $\leq 1$  kV e de MT e AT para alimentação de circuitos com potências mais elevadas e que necessitem de voltagens superiores para o funcionamento dos equipamentos (*vide* Tabela 2.4):

Tabela 2.4: Tipos de tensão e potências. Fonte: Silva (2012) e EDP (2011) (adaptado)

Tipo de tensão	Tensão mínima	Tensão máxima	Tensão normal	Potência instalada
BTN		$\leq 1$ kV	230 ou 400 V	$\leq 41,4$ kVA
BTE		$\leq 1$ kV	230 ou 400 V	$> 41,4$ kVA
MT	$> 1$ kV	$\leq 45$ kV	10, 15 ou 30 kV	$\leq 10$ MVA
AT	$> 45$ kV	$\leq 110$ kV	60 kV	$> 10$ MVA

Em cada um dos tipos de tarifários podem ser considerados tipos de períodos: períodos trimestrais e períodos diários. Para AT e MT devem considerar-se os seguintes períodos trimestrais, em que varia o preço da energia ativa:

- Período I: de 1 de janeiro a 31 de março
- Período II: de 1 de abril a 30 de junho
- Período III: de 1 de julho a 30 de setembro
- Período IV: de 1 de outubro a 31 de dezembro

Para BTN e BTE não existe esta variação, existindo os horários de hora legal de verão e inverno nos ciclos que falaremos mais adiante.

Relativamente aos períodos horários, podemos ter diferentes tipos de tarifas (*vide* Tabela 2.5):



Tabela 2.5: Tipos de tarifas por tipos de tensão e potências. Fonte: Silva (2012) e ERSE (2015) (adaptado)

Tipo de tensão	Potência	Tipo de tarifa	Tipo de horas
BTN	$\leq 20,7$ kVA	Tarifa simples	-
		Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio
			Horas de vazio
		Tarifa tri-horária	Horas de ponta
			Horas de cheias
			Horas de vazio
	$20,7 < \text{Potência} \leq 41,4$ kVA	Tarifa tri-horária	Horas de ponta
			Horas de cheias
			Horas de vazio
BTE	$> 41,4$ kVA	Tarifa tetra-horária	Horas de ponta
			Horas de cheias
			Horas de vazio
			Horas de super vazio
MT	$< 10$ MVA	Tarifa tetra-horária	Horas de ponta
			Horas de cheias
			Horas de vazio
			Horas de super vazio
AT	$> 10$ MVA	Tarifa tetra-horária	Horas de ponta
			Horas de cheias
			Horas de vazio
			Horas de super vazio

Os diferentes tipos de tarifários podem ter um, dois, três ou quatro diferentes tipos de horas. (J. P. P. da Silva, 2012). Na tarifa simples todas as horas são cotadas ao mesmo valor. Na tarifa bi-horária temos as horas fora de vazio, que incluem as horas de ponta e de cheias, e as horas de vazio, que incluem as horas de vazio e super vazio. Na tarifa tri-horária temos as horas de ponta, de cheias e de vazio; estas últimas incluem as horas de vazio e super vazio. Na tarifa tetra-horária temos as horas de ponta, de cheias, de vazio e de super vazio.

Há distinção entre os preços das diferentes horas, sendo sempre as mais onerosas as horas de ponta, seguidas das horas de cheias, de vazio e de super vazio, respetivamente.

Para cada tipo de tarifário existem dois tipos de ciclo, o diário e o semanal, que ditam como são distribuídas ao longo do dia as horas referidas anteriormente. Assim, os fornecimentos em BTN e BTE podem obedecer a ciclo diário ou semanal, os fornecimentos em MT e AT obedecem a ciclo semanal, existindo ainda um ciclo semanal opcional. Os horários dos ciclos diferem na hora legal de inverno e na hora legal de verão.

No ciclo diário os períodos horários são iguais em todos os dias da semana (*vide* Tabela 2.6 e Tabela 2.7).

Tabela 2.6: Ciclo diário para BTN e BTE. Fonte: ERSE (n.d)

Ciclo Diário para BTE e BTN em Portugal Continental			
Período de hora legal de Inverno		Período de hora legal de Verão	
Ponta:	09:00/10:30 h	Ponta:	10:30/13:00 h
	18:00/20:30 h		19:30/21:00 h
Cheias:	08:00/09:00 h	Cheias:	08:00/10:30 h
	10:30/18:00 h		13:00/19:30 h
	20:30/22:00 h		21:00/22:00 h
Vazio normal:	06:00/08:00 h	Vazio normal:	06:00/08:00 h
	22:00/02:00 h		22:00/02:00 h
Super vazio:	02:00/06:00 h	Super vazio:	02:00/06:00 h

Tabela 2.7: Número de horas por dia em ciclo diário. Fonte: Silva (2012)

Horário legal de inverno	Horário legal de verão
Ponta: 4 h/dia	Ponta: 4 h/dia
Cheias: 10 h/dia	Cheias: 10 h/dia
Vazio: 6 h/dia	Vazio: 6 h/dia
Super vazio: 4 h/dia	Super vazio: 4 h/dia

No ciclo semanal os períodos horários diferem entre dias úteis e fim de semana (*vide* Tabela 2.8, Tabela 2.9, Tabela 2.10 e Tabela 2.11). Os feriados nacionais são contados como domingo.

Tabela 2.8: Ciclo semanal para todos os fornecimentos. Fonte: ERSE (n.d.-b)

Ciclo semanal para todos os fornecimentos em Portugal Continental			
Período legal de hora de Inverno		Período legal de hora de Verão	
De segunda a sexta-feira		De segunda a sexta-feira	
Ponta:	09:30/12:00 h	Ponta:	09:15/12:15 h
	18:30/21:00 h		
Cheias:	07:00/09:30 h	Cheias:	07:00/09:15 h
	12:00/18:30 h		12:15/24:00 h
	21:00/24:00 h		
Vazio normal:	00:00/02:00 h	Vazio normal:	00:00/02:00 h
	06:00/07:00 h		06:00/07:00 h
Super vazio:	02:00/06:00 h	Super vazio:	02:00/06:00 h
Sábado		Sábado	
Cheias:	09:30/13:00 h	Cheias:	09:00/14:00 h
	18:30/22:00 h		20:00/22:00 h
Vazio normal:	00:00/02:00 h	Vazio normal:	00:00/02:00 h
	06:00/09:30 h		06:00/09:00 h
	13:00/18:30 h		14:00/20:00 h
	22:00/24:00 h		22:00/24:00 h
Super vazio:	02:00/06:00 h	Super vazio:	02:00/06:00 h
Domingo		Domingo	
Vazio normal:	00:00/02:00 h	Vazio normal:	00:00/02:00 h
	06:00/24:00 h		06:00/24:00 h
Super vazio:	02:00/06:00 h	Super vazio:	02:00/06:00 h

Tabela 2.9: Número de horas por dia em ciclo semanal. Fonte: Silva (2012), ERSE (n.d.-b)

Dias da semana	Horário legal de inverno	Horário legal de verão
2ª a 6ª-feira	Ponta: 5 h/dia	Ponta: 3 h/dia
	Cheias: 12 h/dia	Cheias: 14 h/dia
	Vazio: 3 h/dia	Vazio: 3 h/dia
	Super vazio: 4 h/dia	Super vazio: 4 h/dia
Sábado	Cheias: 7 h/dia	Cheias: 7 h/dia
	Vazio: 13 h/dia	Vazio: 13 h/dia
	Super vazio: 4 h/dia	Super vazio: 4 h/dia
Domingo	Vazio: 20 h/dia	Vazio: 20 h/dia
	Super vazio: 4 h/dia	Super vazio: 4 h/dia

Tabela 2.10: Ciclo semanal opcional para MAT, AT e MT. Fonte: ERSE (n.d.-b)

Ciclo semanal opcional para MAT, AT e MT em Portugal Continental			
Período de hora legal de Inverno		Período de hora legal de Verão	
De segunda a sexta-feira		De segunda a sexta-feira	
Ponta:	17:00/22:00 h	Ponta:	14:00/17:00 h
Cheias:	00:00/00:30 h	Cheias:	00:00/00:30 h
	07:30/17:00 h		07:30/14:00 h
	22:00/24:00 h		17:00/24:00 h
Vazio normal:	00:30/02:00 h	Vazio normal:	00:30/02:00 h
	06:00/07:30 h		06:00/07:30 h
Super vazio:	02:00/06:00 h	Super vazio:	02:00/06:00 h
Sábado		Sábado	
Cheias:	10:30/12:30 h	Cheias:	10:00/13:30 h
	17:30/22:30 h		19:30/23:00 h
Vazio normal:	00:00/03:00 h	Vazio Normal:	00:00/03:30 h
	07:00/10:30 h		07:30/10:00 h
	12:30/17:30 h		13:30/19:30 h
	22:30/24:00 h		23:00/24:00 h
Super vazio:	03:00/07:00 h	Super vazio:	03:30/07:30 h
Domingo		Domingo	
Vazio normal:	00:00/04:00 h	Vazio normal:	00:00/04:00 h
	08:00/24:00 h		08:00/24:00 h
Super vazio:	04:00/08:00 h	Super vazio:	04:00/08:00 h

Tabela 2.11: Número de horas por dia em ciclo semanal opcional. Fonte: Silva (2012), ERSE (n.d.-b)

Dias da semana	Horário legal de inverno	Horário legal de verão
2ª a 6ª-feira	Ponta: 5 h/dia	Ponta: 3 h/dia
	Cheias: 12 h/dia	Cheias: 14 h/dia
	Vazio: 3 h/dia	Vazio: 3 h/dia
	Super vazio: 4 h/dia	Super vazio: 4 h/dia
Sábado	Cheias: 7 h/dia	Cheias: 7 h/dia
	Vazio: 13 h/dia	Vazio: 13 h/dia
	Super vazio: 4 h/dia	Super vazio: 4 h/dia
Domingo	Vazio: 20 h/dia	Vazio: 20 h/dia
	Super vazio: 4 h/dia	Super vazio: 4 h/dia

Os tarifários podem ainda ter a opção tarifária consoante o número de horas de utilização da potência contratada, em curtas, médias ou longas utilizações. Em BTN com potências

superiores a 20,7 kVA e em BTE podemos ter médias ou longas utilizações e em MT e AT teremos curtas, médias ou longas utilizações. As tarifas de energia ativa para médias utilizações são mais onerosas que as de longas utilizações em BTN e BTE. Para MT e AT as tarifas de curtas utilizações são mais onerosas que as tarifas de médias utilizações que são mais onerosas que as tarifas de longas utilizações. O número de horas de utilização da potência contratada são os que constam da Tabela 2.12.

Tabela 2.12: Número de horas para as diferentes opções tarifárias. Fonte: ERSE (1999)

Tipo de tensão	Tipo de utilização	Número de horas/ano
BTN > 20,7 KVA	Médias utilizações	225
	Longas utilizações	375
BTE	Médias utilizações	300
	Longas utilizações	500
MT	Curtas utilizações	120
	Médias utilizações	360
	Longas utilizações	800
AT	Curtas utilizações	120
	Médias utilizações	360
	Longas utilizações	900

Dada a quantidade de tarifários existentes, a otimização dos custos com energia torna-se uma tarefa de elevada complexidade.

Face ao exposto, em sistemas de AA haverá vantagem em efetuar os bombeamentos em horas de super vazio ou vazio, de forma a minimizar os custos associados à bombagem em estações elevatórias de águas de abastecimento (EEAA). Usualmente a bombagem é feita de acordo com os níveis dos reservatórios a jusante, começando a bombagem quando estes atingem um nível baixo e desligando-se a bombagem quando estes atingem o nível alto (Coelho, Tavares, & Andrade-Campos, 2012). No entanto, isto pode não suceder em horas de vazio ou super vazio, uma vez que os maiores consumos de água acontecem em horário diurno. Assim, torna-se necessário um processo de otimização que permita levar em conta estes dois objetivos: não pôr em causa a disponibilidade de água fornecida e, simultaneamente, efetuar as bombagens em horas de vazio e super vazio. De modo a minimizar custos com pessoal, esta gestão será idealmente feita através da telegestão, recorrendo a aplicações informáticas que permitam a integração dos custos energéticos nas variáveis a gerir pelo sistema.

A questão da otimização de tarifários tem vindo a ser desenvolvida academicamente. Existem na literatura diversos artigos que versam sobre o tema, como um problema de otimização multiobjetivo: diminuir custos e maximizar os benefícios hidráulicos (Coelho *et al.*, 2012). Têm sido estudados diversos algoritmos para resolução deste tipo de problemas: programação linear, programação não linear, programação heurística, algoritmos genéticos, algoritmos

genéticos híbridos, têmpera simulada, algoritmos formiga, *fuzzy logic*, etc. Consoante o número de variáveis e os objetivos considerados, a otimização da gestão de tarifários pode tornar-se um problema assaz complexo, especialmente em redes de grandes dimensões (Puleo, Morley, Freni, & Savic, 2014).

Não obstante, existem em Portugal já disponíveis soluções comerciais que permitem a gestão de tarifários. A título de exemplo cita-se a aplicação da Aquasis, aplicada na Águas do Oeste, com uma poupança de 19,5% em custos de energia no ano de 2014.

Paralelamente à gestão de tarifários deve ser estudada a hipótese de alteração dos níveis de controlo, isto é, do volume útil nos reservatórios, segundo Tsutiya (2006) e Gomes (2009). Este estudo, em que é aplicado o método dos volumes diferenciais, deve ser efetuado tendo em conta a curva da procura de água ou hidrograma e analisar as repercussões de apenas se proceder à bombagem em horas de vazio ou super vazio. Poderá existir capacidade ociosa nos reservatórios já construídos compatível com alterações às taxas e horários de bombagem, sendo apenas necessária a mudança dos *set points* de nível para bombagem nas EEAA a montante.

Relativamente a SAR, dado que estes sistemas terão de estar sempre disponíveis, 24 horas por dia, aqui a gestão não será feita em relação aos horários mas sim em relação aos ciclos e opções tarifárias contratadas. Nestes sistemas os maiores usos de energia serão em bombagem nas estações elevatórias de águas residuais (EEAR) e no arejamento do tratamento secundário em ETAR.

Para contratos em BTN, tendo por base as tarifas transitórias para 2016 (ERSE, 2015c), a entidade gestora terá vantagens em contratar ciclo semanal em vez de ciclo diário, uma vez que esta opção apresenta custos médios por dia do kWh mais baixos. Para potências superiores a 20,7 kVA haverá vantagem em contratar a tarifa de longas utilizações, dadas as características de funcionamento ininterrupto.

Para contratos em MT e AT não há vantagens em optar pelo ciclo semanal opcional uma vez que o preço médio por dia para o kWh se mantém para os dois ciclos. Tal como em BTN, é mais vantajoso contratar a tarifa de longas utilizações, dadas as características de funcionamento ininterrupto.

#### 2.4.10 Medidas administrativas

Existem diversas medidas meramente administrativas que podem ser introduzidas nas entidades gestoras sem necessidade de qualquer investimento (Tsutiya, 2006). Estas medidas estão relacionadas com a gestão dos diferentes contratos de fornecimento de energia elétrica existentes numa EG.

##### 2.4.10.1 Correção da potência contratada

A potência contratada é a potência que os operadores das redes colocam à disposição no ponto de entrega. Não pode ser superior à potência requisitada (EDP, 2011) e define o valor

instantâneo máximo de energia elétrica que uma instalação de consumo pode receber (Iberdrola, 2012).

Para BTN a potência contratada é controlável por meio de um disjuntor regulado por corrente (EDP, 2011). No entanto, importa verificar se os contratos não têm uma potência contratada superior à necessária, pois quanto a maior a potência maior será o encargo mensal fixo na instalação.

Em BTE, MT e AT pode ser contratado qualquer valor de potência até aos limites regulamentarmente definidos, sendo o valor da potência contratada controlado, para efeitos tarifários, por meio de indicador da potência máxima tomada em períodos de 15 minutos (EDP, 2011), nos últimos 12 meses, incluindo o mês de faturação (Iberdrola, 2012). Em MT e AT a potência contratada não pode ser inferior a metade da potência instalada, após conversão de kVA para kW ( $1 \text{ kVA} = 0,93 \text{ kW}$ ), não podendo ser inferior a 46,5% da potência instalada (Iberdrola, 2012). Segundo os mesmos autores, se num determinado mês a potência tomada atinge um valor muito elevado, a potência contratada vai apresentar esse valor durante esse mês e nos 11 meses seguintes, pelo que se deve ter em atenção a simultaneidade com que se utilizam equipamentos de elevada potência numa instalação. Por outro lado, pode dar-se o caso de a instalação ter sofrido renovação ou terem sido implementadas medidas de eficiência energética e apresentar uma potência instalada mais baixa, o que permite diminuir a potência contratada. Será necessário contactar o comercializador de energia elétrica no sentido de diminuir o escalão da potência contratada para minimização de custos. No entanto, se aumentar de novo a potência contratada, antes de decorrido o prazo de 12 meses, os comercializadores têm o direito de atualizar a potência contratada para o valor anterior à redução, bem como o de cobrar, desde a data da redução, a diferença entre o encargo de potência que teria sido faturado se não houvesse redução da potência contratada e o efetivamente cobrado (Iberdrola, 2012).

#### *2.4.10.2 Desativação de instalações não utilizadas*

É importante, quando a EG procede à desativação, mesmo que temporária, de instalações em BTN, BTE, MT ou AT, proceder ao cancelamento do contrato de fornecimento de eletricidade uma vez que, mesmo sem consumo de energia ativa, continuará a ser cobrado o termo tarifário fixo e a potência contratada, custos que podem facilmente ser evitados.

#### *2.4.10.3 Comunicação de leituras e telemetria*

As EG deverão proceder à conferência das faturas de eletricidade de modo a contabilizar os consumos verificados e a despistar eventuais erros de faturação. Assim, é importante que possam dispor de contadores inteligentes (*smart meters*) que permitam também a obtenção de diagramas de carga nas diversas instalações. Importa também que, em locais remotos em que não se justifique a instalação deste tipo de contadores, como por exemplo em reservatórios, se faça a comunicação de leituras ao comercializador de energia elétrica, evitando os consumos por estimativa. Nestes locais, que muitas vezes apresentam consumos muito diminutos, poderá

por vezes também ser pedida a isenção da Contribuição Audiovisual, pois estão isentos os contratos onde se verifiquem consumos inferiores a 400 kWh/ano.

#### *2.4.10.4 Negociação com fornecedores de energia elétrica*

A liberalização do Mercado Energético permite que os clientes negoceiem livremente com os diversos fornecedores de energia elétrica presentes neste mercado. Assim, as EG têm toda a vantagem em fazer uma pesquisa de mercado e verificar quais são os comercializadores que oferecem as melhores condições para fornecimentos nas gamas de tensões necessárias ao funcionamento da EG (BTN, BTE, MT e AT). Esta mudança é gratuita e não existe limite para as mudanças que podem ser efetuadas.

Em dezembro de 2015, existiam no mercado liberalizado 16 comercializadores: Acciona, Audax, Axpo, EDP Comercial, Elusa, ENAT, Endesa, Fortia, Galp Power, GN Fenosa, Goldenergy, HEN, Iberdrola, Luzboa, PH Energia e Ylce (ERSE, 2015b).

A título de exemplo, o Grupo Águas de Portugal, de acordo com um boletim da EPAL, negociou em finais de 2013, dois contratos de fornecimento de energia elétrica às empresas do grupo, um para AT e outro para BTE e MT. De acordo com a mesma publicação, esta negociação levou à celebração de contratos com a Iberdrola, permitindo uma poupança anual de cerca de 800 000€ ao grupo AdP (Fernandes, 2014).

#### *2.4.11 Redução de perdas e gestão de pressões em AA*

Como já referido, grande parte dos custos associados ao AA resulta do consumo de energia necessário para captar, tratar, aduzir e levar até aos clientes finais água para consumo humano. De acordo com Colombo & Karney (2002), sistemas onde se verifiquem perdas necessitam de mais energia para manter níveis de serviço desejáveis. Assim, a redução de perdas também corresponderá a uma diminuição direta do consumo energético (EPAL, 2015; Stokes, Horvath & Sturm, 2013).

Segundo Lambert & Hirner (2000), qualquer discussão relacionada com perdas de água terá de ser precedida de uma definição clara dos componentes do balanço hídrico e outros dados no AA. Assim, o balanço hídrico, segundo a International Water Association (IWA) é elaborado com base nos seguintes componentes (*vide* Tabela 2.13).



Tabela 2.13: Balanço hídrico segundo a metodologia IWA (adaptado). Fontes: EPAL (2015); Lambert &amp; Hirner (2000)

	A	B	C	D	E		
Água potável importada	Volume de água no sistema	Consumo autorizado	Consumo autorizado faturado	Água exportada	Água faturada	Água fornecida	
Água potável tratada de captações próprias				Consumo autorizado não faturado			Consumo autorizado faturado medido
							Consumo autorizado faturado não medido
		Consumo autorizado não faturado	Consumo autorizado não faturado medido	Água não faturada			
			Consumo autorizado não faturado não medido				
		Perdas de água	Perdas aparentes		Consumo ilícito		
					Erros de medição		
			Perdas reais		Perdas nas condutas		
Perdas nos reservatórios							
Perdas nos ramais							

O balanço hídrico é calculado segundo a seguinte metodologia (Lambert & Hirner, 2000):

- Passo 1: definir o *Volume de água no sistema* e colocar na coluna A
- Passo 2: definir a *Água exportada*, o *Consumo autorizado faturado medido* e o *Consumo autorizado faturado não medido* e colocar na coluna D; introduzir o total de *Consumo autorizado* (coluna C) e a *Água faturada* (coluna E)
- Passo 3: calcular o volume de *Água não faturada* (coluna E) como o *Volume de água no sistema* (coluna A) menos a *Água faturada* (coluna E)
- Passo 4: definir o *Consumo autorizado não faturado medido* e o *Consumo não faturado não medido* na coluna D; transferir o total para o *Consumo autorizado não faturado* na coluna C
- Passo 5: adicionar os volumes de *Consumo autorizado faturado* e *Consumo autorizado não faturado* na coluna C; inserir a soma no *Consumo autorizado* (cimo da coluna B)
- Passo 6: calcular as *Perdas de água* (coluna B) como a diferença entre o *Volume de água no sistema* (coluna A) e o *Consumo autorizado* (coluna B)

- Passo 7: avaliar as componentes do *Consumo ilícito* e *Erros de medição* pelos melhores meios disponíveis, adicionar e introduzir a soma nas *Perdas aparentes* (coluna C)
- Passo 8: Calcular as *Perdas Reais* (coluna C) como a diferença entre as *Perdas de água* (coluna B) e as *Perdas aparentes* (coluna C)
- Passo 9: avaliar os componentes das *Perdas reais* (coluna D) pelos melhores meios disponíveis (análise dos caudais mínimos noturnos, frequência de roturas/caudais/cálculo da duração da rotura, modelação, etc.), adicionar e comparar com o volume de *Perdas reais* na coluna C que foi calculado no passo 8.

Esta abordagem *top-down* deve ser complementada com uma abordagem *bottom-up* que permita aferir com maior rigor todos os componentes do balanço hídrico. Para ser possível a aplicação desta última abordagem, segundo EPAL (2015), será necessário um melhor conhecimento da rede, que deve ser estruturada e equipada, pela setorização em Zonas de Monitorização e Controlo (ZMC), onde se fará a monitorização de caudais e pressões e a gestão das últimas através de válvulas redutoras de pressão.

As perdas reais são também função da pressão de serviço a que o sistema é submetido e das flutuações de pressão ao longo do dia (EPAL, 2015), entre outros. Nesse sentido, importa fazer uma gestão de pressões adequada de forma a manter os níveis de pressão tão baixos quanto possível e assegurando uma estabilização das pressões, pois este é um fator de fadiga para as tubagens e acessórios.

A IWA *Water Losses Task Force* identificou as principais vertentes de gestão das perdas reais: a rapidez e qualidade das reparações, a gestão da pressão, a gestão dos ativos da rede (Gestão Patrimonial de Infraestruturas - GPI) e o controlo ativo de fugas (vide Figura 2.13).

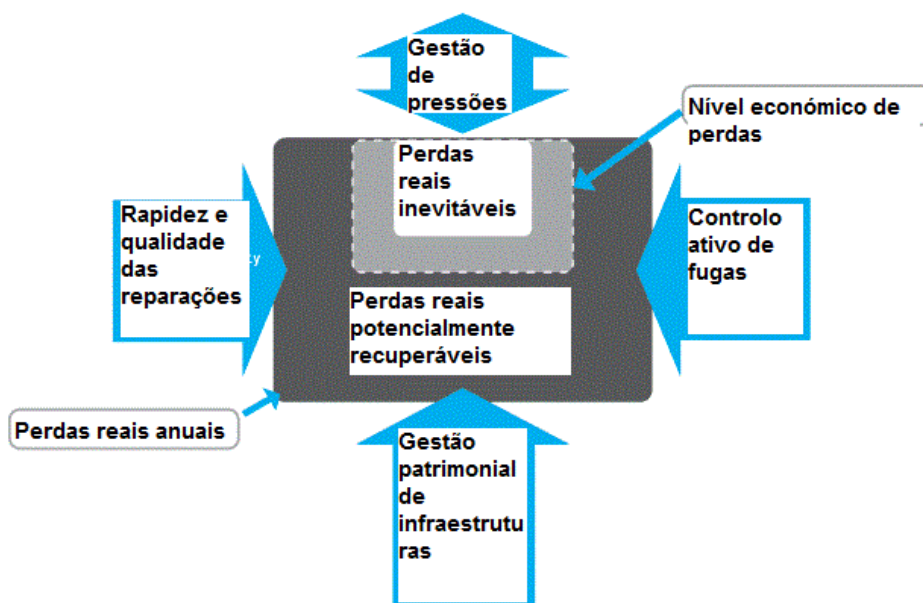


Figura 2.13: Estratégias para gestão das perdas reais. Fonte: Miya Water (n.d)

A gestão das perdas aparentes passa por diferentes vertentes, segundo EPAL (2015): a gestão do parque de contadores, uma política de combate aos consumos ilícitos, o controlo e análise dos dados recebidos das ZMC e o controlo do manuseamento e integridade dos dados de faturação (vide Figura 2.14).

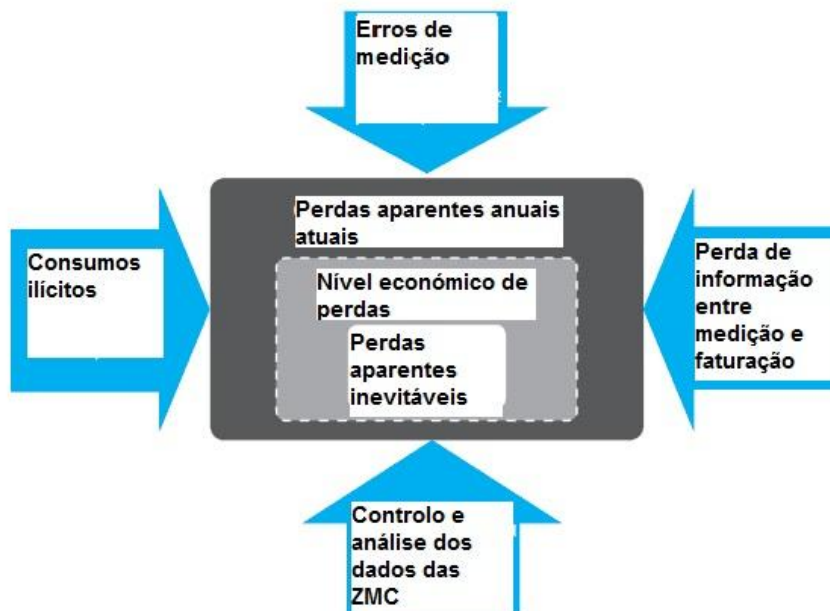


Figura 2.14: Causas e estratégias para gestão das perdas aparentes. Fonte: Miya Water (n.d.)

Quer as perdas reais quer as aparentes são passíveis de ser reduzidas mas não totalmente eliminadas de um sistema de AA (EPAL, 2015). Quando o custo do controlo ativo de perdas equivale ao custo da água perdida, atingiu-se o chamado Nível Económico de Perdas (NEP).

As perdas reais que não podem ser evitadas são referidas pela IWA como *Unavoidable Annual Real Losses* (UARL), em L/ramal/hora, e são dadas por (EPAL, 2015; Lambert & Hirner, 2000):

$$UARL = \left[ 18 \times \frac{L_m}{N_c} + 0,8 + 25 \times L_p \right] \times \frac{P_{med}}{24}$$

em que:

$L_m$  – comprimento da rede (km)

$N_c$  – número de ramais

$L_p$  – comprimento médio dos ramais (km)

$P_{med}$  – pressão média de operação na zona em estudo (m)

Os parâmetros deste índice são resultado de análise estatística de dados internacionais de 27 sistemas de AA em 20 países (Lambert & Hirner, 2000) e a rede tem de ter determinadas características para poder ser aplicado<sup>11</sup>.

<sup>11</sup>  $P_{med}$  entre 20 e 100 metros de coluna de água, densidade de ramais entre 10 e 120 ligações/km de rede e ramais com comprimento médio até 30 m (EPAL, 2015).

O quociente entre o valor das perdas anuais atuais, o *Current Annual Real Losses* (CARL) e o UARL é designado por *Infrastructure Leakage Index* (ILI), indicador que permite medir a eficiência da EG na gestão de perdas reais face ao regime de pressão em que opera (EPAL, 2015). Este indicador, definido igualmente em Alegre *et al.* (2006), com o Código IWA Op29, será idealmente perto de 1.

## 2.5 Produção de eletricidade por via renovável

Uma forma de compensar os consumos de eletricidade nas entidades gestoras será proceder à produção de eletricidade nas mesmas. Isto poderá ser feito de diferentes formas e existe um significativo potencial, seja em AA, seja em SAR, para o fazer.

Neste trabalho, optou-se por apresentar formas de produção de energia renovável pois estas contribuem para a sustentabilidade ambiental das entidades gestoras.

Algumas destas tecnologias estão ainda em fase de desenvolvimento, outras, como a produção de biogás com cogeração de calor e eletricidade, encontram-se já em fase de maturidade nas tecnologias empregues (M. J. Brandt *et al.*, 2011).

Em Portugal, a produção de eletricidade de forma descentralizada está regulamentada pelo Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro, e pelas Portaria n.º 14/2015, de 23 de janeiro, alterada pela Portaria n.º 60-E/2015, de 2 de março, e pela Portaria n.º 15/2015, de 23 de janeiro. Foram revogados o Decreto-Lei n.º 363/2007, de 2 de novembro, que estabelecia o regime jurídico de produção de eletricidade por intermédio de unidades de microprodução, e o Decreto-Lei n.º 34/2011, de 8 de março, que estabelecia o regime jurídico de produção de eletricidade por intermédio de unidades de minigeração.

O anterior paradigma legislativo previa a remuneração da eletricidade produzida no regime geral ao preço de venda da eletricidade pelo comercializador de último recurso (CUR) e no regime bonificado a preços superiores a estas tarifas de compra de eletricidade à rede elétrica de serviço público (RESP), para energias renováveis. O novo regime jurídico permite ao produtor vender a totalidade da energia elétrica à RESP com tarifa atribuída com base num leilão, em que os concorrentes oferecem descontos à tarifa de referência, que se situa, para o ano de 2015, segundo a Portaria n.º 15/2015, de 23 de janeiro, em 95€/MWh para a Categoria I, de 105€/MWh para a Categoria II e de 100€/MWh para a Categoria III. Estas categorias, opcionais, são as seguintes:

- Categoria I, onde se insere o produtor de eletricidade que pretende proceder apenas à instalação de uma unidade de pequena produção (UPP);
- Categoria II, onde se insere o produtor que pretenda instalar uma tomada elétrica para carregamento de veículos elétricos ou seja proprietário ou locatário de um veículo elétrico;
- Categoria III, onde se insere o produtor que pretenda instalar coletores solares térmicos com um mínimo de 2 m<sup>2</sup> de área útil ou uma caldeira a biomassa com produção anual de energia térmica equivalente.

Assim, ao contrário do regime jurídico anterior, em que, devido ao regime bonificado de remuneração, se dava ênfase à produção de eletricidade para venda, na sua totalidade, à RESP, o presente regime jurídico privilegia a produção de eletricidade para autoconsumo, com o estabelecimento de unidades de produção para autoconsumo (UPAC), o que, face às crescentes tarifas de eletricidade, pode constituir o evitar de um custo bastante significativo.

Desta forma, as entidades gestoras terão vantagens financeiras em estabelecer UP para autoconsumo de eletricidade (UPAC) observando que a potência de ligação da UP seja menor ou igual a 100 % da potência contratada no contrato de fornecimento de energia e desde que a potência instalada não seja superior a duas vezes a potência de ligação. No caso de UPP, terá de se observar que a energia consumida na respetiva instalação de utilização seja igual ou superior a 50 % da energia produzida pela respetiva unidade, tendo como referência a relação entre a energia produzida e consumida no ano anterior, no caso de instalações em funcionamento há mais de um ano, e a relação entre a previsão anual de produção e de consumo de energia, para as instalações que tenham entrado em funcionamento há menos de um ano.

Segundo a Portaria n.º 15/2015 de 23 de janeiro, a tarifa de referência para venda de eletricidade depende da fonte de energia primária utilizada, sendo determinada pela aplicação de percentagens à tarifa de referência anteriormente citada. Estas percentagens são referidas nos subcapítulos seguintes.

Para o ano de 2016 está prevista, segundo o Despacho n.º 22/SERUP/DGEG/2015, de 22 de dezembro, a alocação de 19,6 MW de potência de ligação, distribuída pelos diferentes meses, nas seguintes quantidades: Categoria I – 7,8 MW, Categoria II – 5,9 MW e Categoria III – 5,9 MW.

#### 2.5.1 Micro-hídricas

Sempre que existir excesso de carga/excesso de pressão numa conduta ou coletor, poder-se-á instalar, em vez de válvulas redutoras de pressão ou outros acidentes, uma microturbina para produção de eletricidade (M. J. Brandt *et al.*, 2011). Esta tecnologia está já instalada em Portugal, com sucesso, na Águas do Vouga, constituindo um dos casos de estudo apresentados.

Segundo os mesmos autores, será conveniente acautelar a existência de controlo destes equipamentos, seja hidráulico, mecânico ou elétrico, que terá um custo significativo, uma vez que será necessário lidar muitas vezes com pressões variáveis.

Deve ser evitado o uso destes equipamentos em efluentes brutos em SAR, devido à presença de sólidos que poderão resultar em encravamentos mecânicos da turbina. Nestes casos deve privilegiar-se o uso de micro-hídricas de tipo parafuso de Arquimedes. O seu uso em efluentes tratados não levanta esta questão. A sua utilização em AA deve acautelar a questão da qualidade da água.

A remuneração da eletricidade através desta fonte de energia renovável é 60% da tarifa de referência e não podem ser vendidos à rede mais que 5 MWh/ano por cada kW de potência instalada, segundo a Portaria n.º 15/2015, de 23 de janeiro.

#### 2.5.2 Aerogeradores

Caso a EG tenha terreno disponível com vento com as características necessárias, poderá considerar a colocação de aerogeradores nas suas instalações. Esta colocação terá de ter em

conta constrangimentos paisagísticos que eventualmente se possam colocar nos locais onde se considere a instalação. Deve igualmente ter-se em conta a existência de rede elétrica que possa receber a energia produzida (M. J. Brandt *et al.*, 2011).

A instalação destes equipamentos envolve consideráveis investimentos que muitas vezes não estão ao alcance das EG ou poderão demorar a ser autorizados (M. J. Brandt *et al.*, 2011). Assim, pode considerar-se esta instalação por uma empresa de serviços de energia (ESE) por um determinado período de tempo, revertendo o aerogerador, no final deste período, para a entidade gestora.

A instalação de aerogeradores de baixa potência muitas vezes revela-se pouco competitiva e com períodos de retorno elevados, segundo os mesmos autores. Assim, poder-se-á equacionar esta instalação de forma a alimentar circuitos de instrumentação em locais remotos ou fora da rede de alimentação elétrica (*offgrid*), uma vez que estes necessitam apenas de baixas potências.

A remuneração da eletricidade produzida por esta fonte renovável é 70% da tarifa de referência e não podem ser vendidos à rede mais que 2,6 MWh/ano por cada kW de potência instalada, segundo a Portaria n.º 15/2015, de 23 de janeiro.

### 2.5.3 Solar térmico

A instalação de solar térmico em EG pode trazer vantagens no aquecimento de águas quentes sanitárias (AQS) para a higiene dos operadores, em AA ou SAR, diminuindo a dependência de combustíveis fósseis nas instalações. Pode também ser utilizada em processos de tratamento que necessitem de calor numa gama baixa de temperaturas, como por exemplo em reatores anaeróbios mesofílicos, utilizados para tratamento das lamas em SAR ou em secadores de lamas. Segundo M. J. Brandt *et al.* (2011), esta tecnologia é bastante eficiente e está disponível no mercado.

Esta instalação não necessita de autorização ou licença por parte da DGEG, pelo que qualquer EG que o queira fazer poderá fazê-lo livremente, bastando adquirir e instalar o equipamento adequado à sua utilização final.

A existência de coletores de solar térmico numa dada instalação com área útil de coletor com um mínimo de 2 m<sup>2</sup> permite que essa instalação seja considerada de Categoria III, segundo o Decreto-lei n.º 153/2014, permitindo melhor remuneração da energia produzida e entregue à rede.

### 2.5.4 Solar fotovoltaico

A existência de imobiliário nas EG faz com que seja relativamente fácil encontrar locais passíveis de instalação de painéis de solar fotovoltaico, como reservatórios, telhados de imóveis de ETAR ou ETA, telhados de imóveis de sedes e/ou delegações da EG e terrenos de ETAR ou ETA. Esta tecnologia está cada vez mais desenvolvida e eficiente e está facilmente disponível no mercado. Diversas entidades gestoras já procederam à instalação deste tipo de equipamento, com sucesso, encontrando-se já a fornecer eletricidade à rede.

Segundo M. Brandt *et al.* (2011), a desvantagem deste equipamento é que facilmente se torna alvo de vandalismo, pelo que será necessário acautelar a sua segurança intrínseca.

A remuneração da produção de eletricidade por esta fonte renovável é 100% da tarifa de referência e não podem ser vendidos à rede mais que 2,6 MWh/ano por cada kW de potência instalada, segundo a Portaria n.º 15/2015, de 23 de janeiro.

### 2.5.5 Biogás

Uma das formas mais usuais de obtenção de energia em SAR é através da valorização do biogás, produzido por digestão anaeróbia (DA) das lamas de ETAR, para produção de calor e de energia elétrica sendo uma tecnologia que já é utilizada há décadas em EG (M. J. Brandt *et al.*, 2011). É uma fonte de energia versátil, podendo ser utilizada para substituir combustíveis fósseis na produção de calor e energia e, depois de melhoramento e limpeza, como combustível gasoso para veículos, o biometano (Olsson, 2015; Weiland, 2010). O produto final da DA, as lamas digeridas, pode ainda ser utilizado como fertilizante agrícola, com maior biodisponibilidade de azoto face a adubos minerais (Weiland, 2010).

O recurso a esta solução implica, usualmente, investimentos avultados devido ao equipamento específico - a construção de reatores e seu controlo - mas, em conjunto com equipamentos de cogeração, isto é, motores que recuperem calor e produzam eletricidade simultaneamente, revela-se uma forma de recuperar energia muito efetiva e que diminui a emissão de gases de efeito de estufa (GEE) das EG, pois a sua queima permite transformar o metano que o constitui em dióxido de carbono, gás com capacidade calorífica muito inferior ao primeiro.

Em Portugal, a remuneração da produção de eletricidade por esta fonte renovável é 90% da tarifa de referência e não podem ser vendidos à rede mais que 5 MWh/ano por cada kW de potência instalada, segundo a Portaria n.º 15/2015, de 23 de janeiro.

Segundo as Estatísticas Rápidas da DGEG para outubro de 2015 (DGEG, 2015) existiam em Portugal 81 MW de potência instalada de instalações a biogás, para produção de eletricidade em cogeração. No ano de 2015, até outubro, foram produzidos 246 GWh de eletricidade nestas instalações (DGEG, 2015), uma vez que é esta a maior aplicação do biogás gerado em Portugal (Ferreira, Paula, & Malico, 2012). Existe um grande potencial de produção de biogás no país que ainda não está explorado. Segundo Ferreira *et al.* (2012), o setor do SAR tem um potencial de produção de energia elétrica e térmica da ordem dos 395,36 GWh/ano e é bastante importante para a produção de biogás em Portugal, pela digestão anaeróbia de lamas primárias e secundárias.

Outra aplicação do biogás produzido é a sua transformação em biometano para utilização em veículos e/ou injeção na rede de gás natural, como preconizado pelo Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis (PNAER). A crise financeira e as recentes alterações às tarifas introduzidas pelo Decreto-Lei n.º 153/2014 não auguram grande desenvolvimento do setor do biogás em Portugal e a produção de biometano a partir de biogás implica grandes investimentos em infraestruturas, difíceis de concretizar nesta conjuntura económica (Ferreira



*et al.*, 2012). De qualquer forma o PNAER prevê a instalação de 60 MW de potência até 2020, alguma dela alocada a produção em cogeração.

Segundo Jenicek, Bartacek, Kutil, Zabranska & Dohanyos (2012), a DA é a única tecnologia utilizada em SAR que gera balanços positivos de energia. Segundo Jenicek *et al.* (2013) o conteúdo energético do afluente é várias vezes superior à energia necessária para o seu tratamento. Para tal, é necessário, segundo este autor (Jenicek *et al.*, 2013) que o consumo de energia para o tratamento seja otimizado, como descrito em 2.4.1 e em 2.4.2, e que seja aplicada e otimizada DA às lamas resultantes do tratamento biológico.

A produção de metano, a DA, é um processo complexo que pode ser dividido em quatro fases: hidrólise, acidogénese, acetogénese/desidrogenação e metanogénese (Olsson, 2015; Tchobanoglous *et al.*, 2003; Weiland, 2010). Em cada uma destas fases temos diferentes populações microbianas e há diversos fatores que influenciam o rendimento das reações e consequentemente da produção de biogás: o tempo de retenção de sólidos, o tempo de retenção hidráulica, a temperatura, a alcalinidade, o pH, a presença de substâncias inibidoras e a biodisponibilidade de nutrientes e de metais em quantidades vestigiais, como o ferro, o cobalto, o níquel e outros (Tchobanoglous *et al.*, 2003). Na alimentação do reator de DA a razão carbono/azoto (C/N) deverá estar equilibrada, entre 15 e 30, de modo a que não ocorra falência do processo devido à acumulação de amónia (Weiland, 2010). A composição do biogás resultante da digestão anaeróbia depende do tipo de material a digerir (lama de ETAR, fração orgânica de resíduos sólidos urbanos (RSU), excrementos de animais, etc.), do tipo de digestão e do tempo de retenção, segundo Weiland (2010).

Os processos de DA podem ocorrer em condições mesofílicas ou termofílicas. Nas primeiras a temperatura é da ordem dos 35 a 42°C, nas segundas, da ordem dos 45 a 60°C (Weiland, 2010). Segundo este autor e Olsson (2015), os processos mesofílicos são menos sensíveis às alterações de temperatura que os processos termofílicos, sendo que estes últimos conduzem a um mais rápido rendimento de produção de biogás e a menores tempos de retenção, permitindo a utilização de reatores de menores dimensões, com a desvantagem de ser necessário um maior gasto energético para a manutenção da temperatura, que deve ser o mais constante possível. O aquecimento do reator poderá ser feito pelo aproveitamento do calor resultante da queima do biogás para produção de eletricidade, em instalações de cogeração.

A DA poderá ser feita em apenas um estágio ou em dois estágios, com a hidrólise, a acidogénese e a acetogénese a ocorrer num reator, com pH entre 5,5 e 6,5, e a metanogénese a ocorrer de seguida noutro reator, com pH entre 6,8 e 7,2 (Olsson, 2015; Weiland, 2010).

O controlo do processo de DA é difícil devido à complexidade do processo, onde ainda há muito por descobrir (Steyer, Bernard, Batstone, & Angelidaki, 2006). Frequentemente, o único parâmetro que consegue ser controlado em tempo real é o volume de biogás produzido, mas este parâmetro não permite um controlo efetivo do que se passa no interior do reator, não se conseguindo perceber se existe algum desequilíbrio metabólico devido a diferenças na alimentação do reator e que possa ser compensado (Weiland, 2010). Segundo o mesmo autor apenas o teor em ácidos gordos voláteis (AGV) poderá ser um indicador eficaz do estado de

desequilíbrio metabólico no reator, mas esta medição pode implicar a recolha manual de amostras de licor do reator e análises morosas ou a utilização de cromatografia gasosa para análise da atmosfera do reator. Os objetivos do controlo na DA, além da produção máxima de biogás, que conduzirá a um melhor balanço energético dos processos na ETAR, serão a manutenção da estabilidade do processo de digestão e a minimização de perturbações no processo de lamas ativadas causadas pela recirculação de azoto e fósforo resultantes do tratamento de lamas (Steyer *et al.*, 2006). De acordo com Olsson (2015), uma instalação de DA deverá proceder às seguintes medidas, para um controlo efetivo do processo de produção de biogás: na fase gasosa, o caudal de biogás produzido e a sua composição; na fase líquida, níveis, caudais, temperaturas, pH, alcalinidade, AGV e hidrogénio; na alimentação, os sólidos totais, os sólidos voláteis, a carência química de oxigénio (CQO), a carência biológica de oxigénio (CBO) e a humidade.

Além de um controlo rigoroso que permita um processo estável e com elevada carga orgânica no reator, a produção de biogás pode ser maximizada, segundo Chudoba, Sardet, Palko, & Guibelin (2011), com base em diversas estratégias, de modo a tomar partido do melhoramento do potencial bioquímico de metano existente no afluente à ETAR. Estas estratégias passam pela otimização do espessamento das lamas secundárias, pela desintegração mecânica (*lysate thickening*) ou hidrólise térmica das lamas previamente à DA, aumento da temperatura da gama mesofílica para a gama termofílica, realização da DA em dois estádios e codigestão com biosólidos externos à ETAR, como estrume, fração orgânica de RSU ou outros.

Na literatura (Chudoba *et al.*, 2011; Jenicek *et al.*, 2013, 2012; Nowak, Keil, & Fimml, 2011) estão descritos diversos casos de ETAR quase ou autossuficientes em termos energéticos devido à produção de biogás e posterior queima em instalações de cogeração. Mesmo autossuficientes, estas instalações não devem ser desligadas da RESP, pois esta ligação permite equalizar as flutuações de energia necessária na ETAR para o tratamento quer da fase líquida, quer da fase sólida (Svardal & Kroiss, 2011).

O biogás é constituído essencialmente por metano e dióxido de carbono, contendo também pequenas quantidades de sulfureto de hidrogénio e de amónia e, à saída do reator, está saturado com vapor de água. O sulfureto de hidrogénio tem de ser removido e o biogás tem de ser seco antes de poder ser utilizado em motores geradores, de modo a minimizar a corrosão nestes últimos. A eficiência de produção de eletricidade em equipamentos de cogeração pode atingir os 43% (Weiland, 2010). Segundo o mesmo autor também se pode proceder à produção de eletricidade pelo uso de microturbinas a gás e a células de combustível, com a desvantagem das primeiras terem menor eficiência que os motores geradores e as segundas, apesar de mais eficientes, implicarem investimentos avultados, seja na tecnologia em si, seja na necessidade de uma maior purificação do biogás, devido à sensibilidade às impurezas.

## 2.6 Gestão de energia

### 2.6.1 Normalização: ISO 50 001

Com o objetivo de minimizar os seus custos energéticos, as EG têm benefícios em proceder à sistematização da gestão de energia com a implementação de um sistema de gestão de energia (SGE).

Atualmente existe a norma NP EN ISO 50 001:2012, de aplicação voluntária, que define os requisitos gerais e as linhas de orientação de um SGE, que permite, de forma sistematizada e integrada, melhorar o desempenho energético da EG. Esta norma tem como objetivo permitir que as organizações estabeleçam os sistemas e processos necessários para melhorar o desempenho energético, incluindo a eficiência energética, uso e consumo de energia. Através de uma gestão sistemática da energia pretende-se, com a implementação desta norma, que haja uma minimização nas emissões de GEE, em outros impactos ambientais relacionados e nos custos de energia (ISO, 2012b).

São definidos requisitos para estabelecer, implementar, manter e melhorar um sistema de gestão de energia que permita à organização desenvolver e implementar uma política e estabelecer objetivos que tenham em conta requisitos legais e informações relacionadas com o uso significativo de energia, prevendo igualmente a definição de responsabilidades e de recursos a alocar à gestão de energia na organização e presumindo a existência de uma equipa de gestão de energia.

É aplicável a todos os tipos e dimensões de organizações, independentemente de condições geográficas, culturais e sociais e do tipo de energia utilizada, podendo ser usada de forma independente ou integrada com outro sistema de gestão. A sua estrutura encontra paralelismo com as normas ISO 9 001 e ISO 14 001, sendo igualmente baseada no ciclo de Deming “Plan – Do – Check – Act<sup>12</sup>” (*vide* Figura 2.15)

---

<sup>12</sup> O ciclo PDCA, ciclo de Shewhart ou ciclo de Deming foi idealizado por Shewhart, e divulgado por Deming, que efetivamente o aplicou. Tem por princípio tornar mais claros e ágeis os processos envolvidos na gestão de uma organização, como, por exemplo, na gestão da qualidade. O PDCA é aplicado principalmente nas normas de sistemas de gestão e pode ser utilizado em qualquer organização. O ciclo começa pelo planeamento, seguindo-se a execução das medidas planeadas, verifica-se o que foi feito, confrontando com o planeado, constante e repetidamente (ciclicamente) e estabelecem-se ações para eliminar ou mitigar defeitos ou dificuldades na prossecução das atividades da organização.

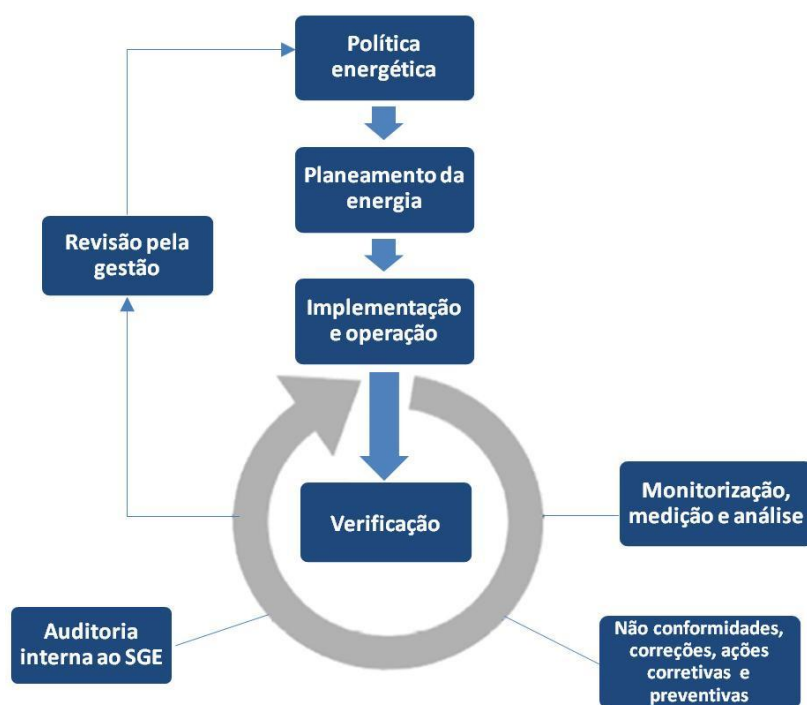


Figura 2.15: Modelo de sistema de gestão de energia para a ISO 50 001. Fonte: AIDA (2014)

Ao permitir um conhecimento aprofundado sobre os consumos energéticos da organização – onde, como, porquê, quando, quanto se consome energia – a implementação da ISO 50 001 traz diversas vantagens a uma EG pois permite a redução da fatura energética, aumentando a sua produtividade, e permite um conhecimento aprofundado de todas as instalações e processos e o custo energético associado a cada um dos processos ou sistemas. Isto possibilita melhorar o conhecimento dos custos operacionais e o seu planeamento, além de contribuir para a diminuição dos impactos ambientais decorrentes do uso de energia e para uma maior resiliência da organização face a fatores externos, dada a sistematização de informação necessária à implementação de um SGE (EWEN & APEA, 2014).

No contexto desta norma, o PDCA, segundo AIDA (2014), ganha os seguintes significados:

- *Plan* – Planear: estabelecer a política energética da EG, realizar a avaliação e estabelecer a linha de base, os indicadores de desempenho energético (IDE), os objetivos, as metas e os planos de ação que permitirão melhorar o desempenho energético da mesma, segundo a política estabelecida;
- *Do* – Executar: implementar os planos de ação de gestão de energia, incluindo procedimentos e processos, de forma a melhorar o desempenho energético;
- *Check* – Verificar: monitorizar e medir os processos e produtos, as características chave das operações que determinam o desempenho energético face à política energética e aos objetivos e relatar os resultados;
- *Act* – Atuar: empreender ações que visem melhorar continuamente o desempenho do SGE face aos resultados atingidos.

Em 2008 a Environmental Protection Agency dos Estados Unidos da América (USEPA) tinha publicado um guia dedicado a EG de AA e SAR baseado na mesma metodologia PDCA, onde

se pretendia demonstrar a utilidade de implementar um SGE em EG, como esforço na conservação de energia e controlo de custos. Esta metodologia era, em muito, semelhante ao preconizado pela ISO 50 001 mas não era certificável, uma vez que não havia, à altura, nenhuma norma estabelecida para a sua certificação (USEPA, 2008).

#### *2.6.1.1 Processo de implementação de um SGE pela ISO 50 001*

O estabelecimento de um SGE pela ISO 50 001 tem de começar por um compromisso assumido pela gestão de topo para a melhoria contínua do desempenho energético da EG e para assegurar os recursos e meios humanos e financeiros necessários para implementação, manutenção e melhoria contínua do SGE. A norma descreve claramente as responsabilidades da gestão de topo. É a gestão de topo que estabelece a política energética da EG e define um responsável pela gestão de energia, que por sua vez seleciona a equipa de gestão de energia. Caso a EG seja de grandes dimensões, esta equipa pode incluir pessoal de diversas áreas, como operação, manutenção, área jurídica, recursos humanos, etc. Além da implementação do SGE, esta equipa é responsável pela obtenção de melhoria do desempenho energético da organização, segundo ISO (2012b). A equipa pode ser formada por trabalhadores da EG ou serem contratados serviços externos, como por exemplo em empresas de serviços de energia (ESE). A norma descreve especificamente as capacidades, competências e responsabilidades do representante da gestão de topo para a gestão de energia.

A política energética pode ser integrada juntamente com as políticas de ambiente, qualidade ou outras, se a EG já tiver algum sistema de gestão da qualidade (SGQ) e/ou sistema de gestão do ambiente (SGA) implementado segundo as normas ISO 9 001 ou ISO 14 001 ou outro sistema de gestão baseado noutro referencial normativo fundamentado na mesma metodologia PDCA. Esta integração facilita a implementação do SGE, potencia ganhos de eficiência na organização, em termos de recursos humanos, tempo e recursos financeiros (AIDA, 2014) e elimina operações desnecessárias pois a similaridade permite que a documentação e algumas atividades possam ser geridas de forma comum (AChEE, 2013). Segundo os mesmos autores, a política energética pode ser apenas uma breve declaração para que os membros da EG possam facilmente compreendê-la e aplicá-la no decorrer da sua atividade profissional. A política energética deve, segundo ISO (2012b), ser adequada à natureza e dimensão do uso e consumo de energia na organização e incluir um compromisso com a melhoria contínua do desempenho energético. Da mesma forma deve ser assegurada a disponibilização de informação e de recursos necessários para alcançar os objetivos e metas e assumido o cumprimento dos requisitos legais ou outros subscritos pela EG, relativos a eficiência energética, usos e consumo de energia. A aquisição de produtos e serviços energeticamente eficientes e a conceção de novos projetos para melhoria do desempenho energético deve ser encorajada e explícita neste documento, que deve ser comunicado a todos os níveis da organização e revisto e atualizado de forma regular.

É também definido o âmbito e fronteira do SGE, que pode ser implementado em partes da organização, operações ou processos ou estender-se a toda a EG. A título de exemplo, nesta

dissertação, optou-se por focar a atenção no consumo de eletricidade e foram excluídas as medidas relativas a gestão energética dos edifícios e a gestão de frota; as EG poderão, ao implementar a ISO 50 001, decidir focar-se apenas nas instalações dedicadas ao AA (EEAA, ETA) ou ao SAR (EEAR, ETAR) e nos seus processos e operações unitários.

Assumido o compromisso pela gestão de topo, ele deve ser estendido de forma vertical a toda a organização pela mesma, não deixando apenas à equipa de gestão de energia esta responsabilidade, uma vez que é necessário o envolvimento de todos os trabalhadores da EG para a temática da eficiência energética e uso racional de energia.

O passo seguinte consiste em fazer a uma análise do estado inicial da organização em relação à gestão de energia. Aqui, deve ser recolhida toda a informação relativa aos consumos de energia, fazendo uma auditoria interna inicial - por exemplo, segundo a metodologia *gap analysis*. É também levantada a informação respeitante a qualquer sistema de gestão de energia previamente existente na organização e confrontada com os requisitos da norma, identificando-se os aspetos que têm de ser mais trabalhados para se cumprir a totalidade destes. Por vezes as EG já têm alguma forma de gerir os consumos de energia e este tipo de pré-SGE pode ser uma excelente base de trabalho para a implementação de um SGE segundo a ISO 50 001. Assim, será necessário fazer um levantamento de diversa documentação existente já na EG, de forma a perceber que esforços têm que ser envidados e em que requisitos do SGE existem falhas a ser colmatadas.

A documentação a analisar, segundo AIDA (2014), poderá consistir em:

- Manual de qualidade e/ou ambiente e documentação principal do SGQ e/ou SGA segundo as ISO 9 001 e/ou ISO 14 001;
- Política energética, objetivos, metas e planos de ação de gestão de energia, se existentes;
- Relatórios de diagnósticos e auditorias energéticas eventualmente realizadas;
- Registos relativos a usos e consumos energéticos;
- Levantamento dos requisitos legais e outros requisitos relacionados com energia, como por exemplo o SGCIE (*vide* 2.6.2);
- Diagramas e esquemas do sistema de AA ou de SAR, incluindo normas e especificações de equipamentos;
- Procedimentos operacionais existentes relevantes em termos de gestão de energia;
- Planos de manutenção regulares;
- Plano de monitorização e medição energética, se existente;
- Plano de comunicação, interna e externa, incluindo aspetos relacionados com gestão de energia, se existentes;
- Plano de formação anual, com ênfase no pessoal chave em termos de gestão de energia;
- Outra documentação que possa ser relevante em termos de gestão de energia ou sistemas de gestão, como organigramas ou outros.

Para além da análise da informação descrita, segundo AChEE (2013) e AIDA (2014), nesta fase devem realizar-se reuniões de trabalho com as pessoas envolvidas na gestão de energia de forma a complementar o levantamento efetuado, consensualizar falhas e sensibilizar para os futuros elementos necessários à implementação do SGE.

Efetuada a *gap analysis*, é chegada a altura de a EG efetuar o seu planeamento energético, que deve ser documentado. Este planeamento permitirá à organização compreender o seu contexto energético de forma a identificar quais as variáveis que afetam o uso, consumo e desempenho energético e onde focar os esforços de melhoria (AChEE, 2013). Segundo AIDA (2014), esta é uma etapa crítica do processo de implementação do SGE, dada a complexidade de que se pode revestir o processo de avaliação energética (*vide* Figura 2.16).

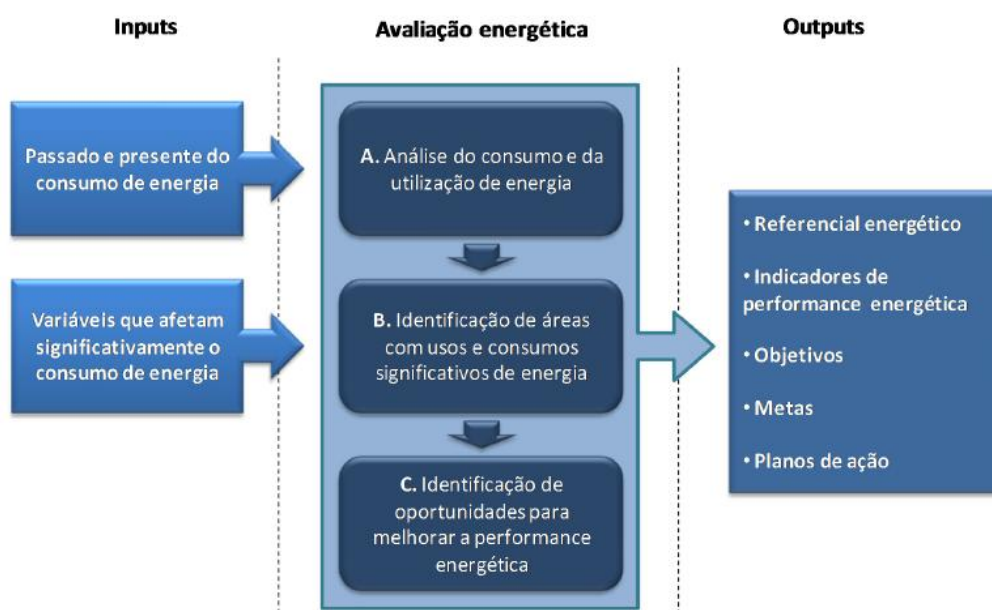


Figura 2.16: Processo de planeamento energético segundo a ISO 50 001. Fonte: AIDA (2014)

O planeamento energético tem de ser consistente com a política energética definida e levar em conta os requisitos legais a que a EG está obrigada em termos de energia e outros requisitos que a organização tenha assumido cumprir.

A avaliação energética tem como objetivo compreender e analisar, de forma detalhada, os usos de energia, o consumo e desempenho energético da EG e as variáveis que os afetam. Isto permitirá determinar o consumo energético de referência e a forma de atuar para a melhoria do desempenho energético da organização e é a informação crítica para definir os indicadores de desempenho, os objetivos e metas e os planos de ação (AChEE, 2013), constituindo um suporte à tomada de decisão (AIDA, 2014). Este é um processo de desenvolvimento e análise do perfil energético que dará suporte ao planeamento energético, ao contemplar a análise de todos os consumos de energia proveniente de diferentes fontes, se esta está a ser convenientemente utilizada e em que áreas dos diferentes processos e instalações se dão os

usos significativos de energia<sup>13</sup> (AChEE, 2013). Este processo deve ser entendido como um processo continuado no tempo e os seus resultados devem ser registados (AIDA, 2014).

A norma especifica a forma como deve ser efetuada a avaliação energética, cuja metodologia deve ser documentada e os seus resultados registados, devendo ser atualizada a intervalos estabelecidos ou sempre que ocorram alterações significativas de instalações, equipamentos, sistemas ou processos (ISO, 2012b).

Assim, esta avaliação energética deverá incluir:

- a) Uma análise do uso e consumo de energia, identificando as atuais fontes de energia e fazendo uma avaliação do uso e consumo de energia, no passado e no presente;
- b) A identificação dos usos significativos de energia, nomeadamente:
  - Instalações, equipamentos, sistemas, processos e pessoas que, trabalhando para a organização, ou em seu nome, afetam significativamente o uso e consumo de energia;
  - Outras variáveis relevantes que afetam significativamente o uso de energia;
  - A determinação do desempenho energético atual das instalações, equipamentos, sistemas e processos relacionados com os usos significativos de energia identificados;
  - Uma estimativa dos usos e consumos futuros de energia;
- c) A identificação, priorização e registo das prioridades de melhoria do desempenho energético.

Esta análise poderá ser feita através de uma auditoria energética à EG, que pode ser efetuada segundo a metodologia de *walk through*, um diagnóstico energético ou mesmo uma auditoria energética oficial, segundo o Decreto-Lei n.º 71/2008 de 15 de abril e o Despacho n.º 17449/2008 de 27 de junho, três metodologias distintas de análise, com níveis crescentes de detalhe (AIDA, 2014).

Para esta análise recomenda-se que seja recolhida a informação dos diferentes equipamentos consumidores de energia (placas dos motores, por exemplo), a forma como são utilizados, as horas de funcionamento e o seu consumo. Sempre que possível, dever-se-ão efetuar medidas em equipamentos específicos com aparelhos de monitorização individuais para desagregar os consumos que muitas vezes se encontram agregados apenas nas faturas energéticas, o que não permite conhecer os consumos específicos de cada um dos órgãos de um sistema de AA ou SAR. Não sendo possível efetuar esta medição, poder-se-á fazer uma estimativa tendo em conta a potência dos equipamentos em causa e o número de horas de operação. Para verificar se a avaliação energética é correta ou se há perdas de energia, devem ser efetuados balanços energéticos que permitam aferir da energia que está efetivamente a ser utilizada e como está a ser utilizada. Para EG de AA, uma metodologia que poderá ser utilizada para a bombagem

---

<sup>13</sup> A norma define uso significativo de energia como o uso responsável por uma parte relevante do consumo de energia e/ou que apresenta um elevado potencial para melhoria de desempenho energético, e onde a organização deverá focar a gestão de energia.



será a metodologia de balanço energético do projeto iPerdas do Laboratório Nacional de Engenharia Civil (LNEC), que consta em secção própria (*vide 1.1*).

Desta avaliação resultará a linha de base ou referencial energético em relação ao qual serão medidos os resultados da implementação do SGE. Advirá igualmente a priorização das oportunidades de melhoria do desempenho energético para os usos significativos de energia que, no caso de EG de AA, serão na bombagem e nas EG da SAR no arejamento, bombagem e tratamento da fase sólida. Para esta priorização será necessário definir critérios adaptados à realidade das EG, que poderão incluir, segundo USEPA (2008):

- Custos atuais ou futuros de implementação;
- Viabilidade de projetos de eficiência energética ou uso de fontes renováveis;
- Potencial de redução de consumo energético;
- Disponibilidade de capital;
- Necessidade atual de *upgrade* de equipamentos;
- Uso de fontes renováveis de energia;
- Retorno do investimento;
- Requisitos legais;
- Apoio a outras atividades, por exemplo, a gestão patrimonial de infraestruturas.

A metodologia de priorização poderá basear-se em critérios técnicos ou económicos ou combinações de ambos, pois haverá medidas que necessitam de investimento e outras que não necessitam de investimento (AChEE, 2013).

Definidos e aplicados estes critérios ou níveis de significância, deve ser definido igualmente um limite acima do qual serão priorizadas as operações em causa. Trata-se de operações como as medidas apresentadas anteriormente, em 2.4.

Todo o processo de definição de critérios, sua aplicação, bem como o limite de priorização e a definição dos usos de energia a intervencionar deverá ser documentado e registado e servirá de base ao estabelecimento de objetivos e metas energéticas (AChEE, 2013).

Haverá algumas EG que já implementaram medidas de eficiência energética em atividades com usos significativos de energia, como por exemplo a aplicação de motores de elevado rendimento nas operações de bombagem em AA ou SAR, o que não permitirá melhorias no desempenho energético. Assim, apesar de este continuar a ser um uso significativo de energia, estas EG poderão dar prioridade àqueles usos significativos que apresentem maiores potenciais de melhoria do desempenho energético.

De modo a clarificar prioridades de forma mais expedita, poder-se-á estabelecer uma matriz de usos e consumos energéticos (AChEE, 2013). Segundo os mesmos autores esta matriz permitirá desagregar a análise energética, facilitando a clarificação das prioridades para intervenção posterior.

Esta identificação de oportunidades de melhoria constitui, segundo AIDA (2014), uma peça fundamental para o planeamento da gestão energética de uma organização. Todas as

oportunidades de poupança energética devem ser registadas, independentemente de serem implementadas ou não (AChEE, 2013).

Efetuada a avaliação energética, a organização deve estabelecer um consumo energético de referência, considerando um período adequado ao uso e consumo de energia da EG, que deve ser mantido e registado (ISO, 2012b). Pretende-se estabelecer um referencial energético que represente o desempenho energético atual da organização (AIDA, 2014) e que funcione como base de comparação, de forma a quantificar os impactos que a implementação do SGE possa trazer ao desempenho energético da EG, bem como quantificar poupanças. A utilidade desta linha de base é a possibilidade de avaliar os avanços ou retrocessos em termos de desempenho energético, por comparação com o cenário real (AChEE, 2013). O consumo energético de referência, segundo AIDA (2014), é uma representação do cenário mais provável que ocorrerá na ausência da implementação do SGE na EG. De acordo com os mesmos autores, idealmente não deve ser influenciado por fatores externos, como alterações nos caudais a fornecer ou tratar, clima, aumento de carga orgânica, etc., pelo que a sazonalidade das operações e processos em AA ou SAR deve ser levada em conta quando definido. É usualmente calculado com base no cenário do ano anterior ao da avaliação energética ou uma média dos últimos anos e permite avaliar tendências no tempo e projetá-las no futuro (AChEE, 2013). Esta linha de base deve ser ajustada em intervalos pré-determinados ou sempre que se verifiquem alterações significativas no processo, nos padrões operacionais ou nos sistemas de energia (ISO, 2012b).

De forma a quantificar e monitorizar o seu desempenho energético, a EG deve selecionar e estabelecer indicadores de desempenho energético (IDE) adequados que possam ser comparados com o consumo energético de referência e que representem a operação da EG. A definição de indicadores de desempenho permite aferir, quantitativamente, a eficácia ou eficiência de um determinado elemento a monitorizar, permitindo também a comparação da performance com outras EG, numa lógica de *benchmarking*. A metodologia de definição e atualização dos IDE, segundo ISO (2012b), deve ser documentada e registada. Dada a especificidade destes indicadores para EG, serão dados exemplos dos mesmos em 6.1 (Anexo 1). Estes IDE devem ser medidas quantificáveis do desempenho energético da organização, e podem ser simples parâmetros medidos, rácios ou modelos de maior complexidade, aceites pela gestão de topo e pelos trabalhadores como representativos do desempenho energético da EG (AIDA, 2014). Segundo os mesmos autores a responsabilidade da definição dos IDE cabe à equipa de gestão de energia mas pode envolver igualmente a gestão de topo, uma vez que esta necessita de elementos acerca da implementação e performance do SGE. Ainda segundo os mesmos autores, dever-se-á definir uma lista de IDE, determinar os fatores que os podem afetar, seleccioná-los e testar a sua aplicação e analisar a sua eficiência na determinação do desempenho energético. Caso haja alterações nos processos e sistemas ou se verifique que os IDE formulados não traduzem o desempenho energético da EG, estes devem ser revistos, registando e fundamentando esta mesma alteração.

O próximo passo na implementação de um SGE será a definição de objetivos<sup>14</sup> e metas<sup>15</sup> energéticas que permitam melhorar o desempenho energético da EG. Estes objetivos e metas devem ser consistentes com a política energética, devidamente documentados e deve ser feita a definição do prazo para a sua realização. As metas energéticas devem ser consistentes com os objetivos (ISO, 2012b). Os objetivos e metas deverão ter também em conta os requisitos legais, os usos significativos de energia e as oportunidades de melhoria do desempenho energético entretanto identificadas, segundo AIDA (2014). De acordo com AChEE, 2013 os objetivos devem seguir os critérios SMART: *specific, measurable, achievable, realistic and time related*, isto é, ser específicos, mensuráveis, atingíveis, realistas e definidos no tempo, pois devem ser suficientemente detalhados para que sejam cumpridos nos prazos definidos.

Por forma a atingir estes objetivos e metas a EG deve estabelecer, implementar e manter, devidamente documentados e atualizados periodicamente, os designados planos de ação, que devem incluir a designação de responsabilidades, os recursos e prazos para atingir cada meta, a definição da metodologia para a melhoria do desempenho energético identificada e a definição do método de verificação dos resultados, segundo ISO (2012b). Para agilizar e dinamizar a implementação destas ações, deve ser, segundo AIDA (2014), designado um líder de projeto, que orienta a equipa de projeto e serve como ponto de contacto entre a equipa e a gestão de topo. Além das medidas operacionais, a organização deverá manter medidas que digam respeito à sensibilização e consciencialização dos trabalhadores de EG para a melhoria do desempenho energético da organização, como por exemplo ações de formação.

Finalizado o processo de “planeamento” do SGE, “Plan”, chega-se à fase de implementação e operação, que corresponderá ao “Do”, a parte em que se “executa” a gestão de energia. Assim, a EG deve usar os planos de ação e outros resultados do processo de planeamento para a implementação e operação do SGE (ISO, 2012b). Nesta etapa será necessário que a EG garanta as competências adequadas dos trabalhadores no que diz respeito à gestão de energia. Assim, devem ser identificadas as necessidades de formação associadas às utilizações significativas de energia e ao funcionamento do SGE, de maneira a definir-se um plano de formação adequado à escolaridade, formação e experiência dos recursos humanos da organização. De acordo com a norma ISO 50 001, a organização deve assegurar que qualquer colaborador, interno ou externo, esteja consciencializado em diversas matérias (ISO, 2012b):

- Da importância da conformidade com a política energética, os procedimentos e os requisitos do SGE;
- Das suas atribuições, responsabilidades e autoridade para atingir a conformidade com os requisitos do SGE;
- Dos benefícios de um melhor desempenho energético;

<sup>14</sup> Segundo a ISO 50 001, um objetivo energético é o resultado ou realização específica para dar cumprimento à política energética da organização no que respeita à melhoria do desempenho energético.

<sup>15</sup> De acordo com a ISO 50 001, uma meta energética é um requisito detalhado e quantificável de desempenho energético, aplicável a uma organização ou parte desta, decorrente de um objetivo energético e que necessita de ser estabelecido e alcançado para atingir este objetivo.

- Do impacto, real ou potencial, com relação ao uso e consumo de energia das suas atividades e como estas e os seus comportamentos contribuem para a realização dos objetivos e metas energéticas e as potenciais consequências do desvio aos procedimentos especificados.

Devem ser efetuados registos das competências, das necessidades de formação e das ações de formação efetuadas (AIDA, 2014).

No que respeita à comunicação, a norma determina que deve ser estabelecido e implementado um sistema de comunicação interna à organização sobre os resultados do seu desempenho energético e do SGE, bem como a possibilidade de todos os colaboradores da empresa fazerem comentários ou sugestões para melhoria do mesmo. Caso a EG escolha comunicar externamente em relação à sua política energética, o seu desempenho energético e o seu SGE, deverá fazê-lo documentando essa decisão e tomando as medidas necessárias ao estabelecimento de um processo de comunicação externa (AIDA, 2014; ISO, 2012b). Um exemplo de comunicação externa será por exemplo a emissão de um relatório de sustentabilidade, onde seja focada a questão da gestão da energia na organização (AChEE, 2013).

Para assegurar o cumprimento dos requisitos da norma e o correto funcionamento do SGE, a EG deve manter documentos – procedimentos e instruções de trabalho - e registos. Assim, a norma explicita que deve ser estabelecida, implementada e mantida informação em formato papel, formato digital ou outro que descreva os principais elementos do SGE e suas interações, segundo AIDA (2014). Esta documentação deve incluir, pelo menos:

- Âmbito de aplicação e fronteiras do SGE;
- Política energética;
- Processo de planeamento energético;
- Metodologia e critérios para avaliação energética;
- Objetivos e metas energéticas;
- Planos de ação para a gestão de energia;
- Requisitos na aquisição de bens e serviços;
- Plano de medição de energia;
- Plano de auditorias internas.

À semelhança do que acontece com outros sistemas de gestão, a documentação do SGE deve ser alvo de um procedimento de controlo documental, que deve prever a forma de os documentos serem emitidos, aprovados, revistos, atualizados, identificados, disponibilizados, distribuídos e removidos quando obsoletos. Além dos documentos, a implementação de um SGE prevê também a manutenção de uma série de registos que permitam manter o SGE, demonstrar a conformidade com a norma e evidenciar os resultados em termos de desempenho energético (*vide* Figura 2.17). A organização deve, segundo ISO (2012b), definir e implementar controlos adequados à identificação, recuperação e conservação dos registos, que devem ser e manter-se legíveis, identificáveis e rastreáveis. A documentação do SGE deve

ser simples, prática e operativa, de maneira a evitar a burocratização do sistema (AChEE, 2013).

<p><b>Plan (Planear)</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Nomeação do representante da gestão e aprovação da constituição da equipa de energia</li> <li>- Identificação das pessoas a integrar a equipa de energia</li> <li>- Decisão de considerar o desempenho energético no planeamento de longo prazo</li> <li>- Decisão sobre a necessidade de manutenção de registos no SGE, para demonstrar o cumprimento dos requisitos e que foram atingidos os resultados quanto ao desempenho energético</li> <li>- Registos das avaliações energéticas</li> <li>- Consumo energético de referência</li> <li>- Metodologia para determinar e atualizar os IDE's</li> <li>- Registos da revisão dos requisitos legais e outros requisitos, a intervalos de tempo definidos</li> </ul>	<p><b>Do (Executar)</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Registos das competências do pessoal relevante (exemplos: certificados, diplomas, licenças, etc.)</li> <li>- Registos das necessidades de formação</li> <li>- Registos das formações frequentadas</li> <li>- Registos a informar os fornecedores que o desempenho energético é critério de aquisição</li> <li>- Decisão quanto aos critérios a utilizar na avaliação do desempenho energético durante as ações de aprovisionamento de bens e serviços</li> <li>- Decisão a considerar na conceção o controlo operacional e as oportunidades para melhorias do desempenho energético</li> <li>- Resultados das atividades de conceção</li> <li>- Decisão sobre se a organização irá comunicar externamente sobre o seu SGE e o seu desempenho energético</li> </ul>
<p><b>Check (Verificar)</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Resultados da monitorização e medição das características-chave do SGE</li> <li>- Registos da calibração</li> <li>- Resultados da avaliação de cumprimento dos requisitos legais aplicáveis</li> <li>- Resultados da avaliação de cumprimento dos outros requisitos aplicáveis</li> <li>- Resultados das auditorias internas</li> <li>- Registos das ações corretivas e das ações preventivas</li> </ul>	<p><b>Act (Atuar)</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Registos das revisões pela gestão, incluindo: <ul style="list-style-type: none"> <li>- Entradas da revisão pela gestão;</li> <li>- Saídas da revisão pela gestão;</li> <li>- Decisões adotadas;</li> <li>- Ações corretivas implementadas;</li> <li>- Ações preventivas implementadas.</li> </ul> </li> </ul>

Figura 2.17: Exemplos de registos em cada uma das etapas da metodologia PDCA. Fonte: AIDA (2014)

Para uma efetiva melhoria do desempenho energético, a EG deve assegurar que os equipamentos, sistemas, processos e instalações são operados e mantidos de forma a atingir o desempenho energético pretendido (AIDA, 2014). Para tal deve implementar o controlo operacional necessário, através de procedimentos, instruções de trabalho, manuais de operação ou outros, que assegurem que o que foi definido na política energética, objetivos, metas e planos de ação é operacionalizado e o desempenho energético pretendido não sofre desvios. O controlo operacional deverá abranger todos os aspetos das operações relacionadas com usos significativos de energia bem como as atividades de manutenção (ISO, 2012b). A operação e manutenção das instalações, processos, sistemas e equipamentos devem ser efetuadas de acordo com os critérios operacionais identificados. Para cada uma das operações relacionadas com o uso significativo de energia, a EG deverá desenvolver especificações das quais constem (AChEE, 2013):

- Critérios de operação, em que é descrito o modo como funcionam e os horários de funcionamento dos equipamentos;

- Critérios de manutenção, onde é descrita a periodicidade e as operações de manutenção dos equipamentos;
- Variáveis relevantes do processo;
- Parâmetros de controlo/*set point* operacional;
- Responsabilidades de execução;
- Métodos de controlo e ação em caso de emergência;
- Registos e sistemas de gestão da informação;
- Sistemas de monitorização.

Na conceção de instalações, equipamentos, sistemas e processos, seja na aquisição de novos, em modificações ou renovações, a EG deve ter sempre presente as oportunidades de melhoria do desempenho energético e do controlo operacional nos novos projetos a implementar. Deve haver um registo das atividades de conceção, cujos projetos devem incorporar critérios de eficiência energética (ISO, 2012b). Da mesma forma devem ser estabelecidos e implementados critérios para aprovisionamento de energia, serviços de energia, produtos ou equipamentos, para avaliar o uso, consumo e eficiência energéticas dos mesmos ao longo da sua vida útil, prevista ou esperada e a maneira como estes poderão influenciar o desempenho energético (ISO, 2012b). Estes critérios devem ser comunicados aos fornecedores nas especificações aquando da aquisição ou comunicação, de modo a criar, na cadeia de valor, sensibilidade para a melhoria de desempenho energético das organizações com quem se mantêm relações comerciais ou outras (AIDA, 2014). Devem ser definidas e documentadas especificações para a aquisição de energia, para um uso energético eficiente (ISO, 2012b). A norma limita estas práticas apenas aos serviços, equipamentos e produtos que têm relação direta com os usos significativos de energia previamente definidos, não sendo requisito da norma estender estes critérios a todas as aquisições (AChEE, 2013).

Finalizada a fase “Do”, “executar”, passa-se à fase de verificação, “Check” (“verificar”), do SGE. Implementadas as medidas preconizadas nos planos de ação, importa agora monitorizar, medir e analisar periodicamente as características-chave das suas operações. Estas características-chave a monitorizar devem, segundo ISO (2012b) e AIDA (2014) incluir, no mínimo:

- Os usos significativos de energia e outros resultados da avaliação energética;
- As fontes de energia e usos e consumos, passados e presentes, de energia;
- As variáveis relevantes relacionadas com os usos significativos de energia;
- Os IDE;
- A eficácia dos planos de ação para atingir objetivos e metas;
- A avaliação do consumo real de energia face ao esperado;
- Os futuros usos de energia dos usos significativos de energia;
- As oportunidades de melhoria prioritárias.

Os resultados de monitorização e medição das características-chave devem ser registados (ISO, 2012b). É aqui que desempenham um papel fulcral os sistemas de monitorização de energia que referiremos em 2.6.1.3, pois a norma especifica que deve ser definido e

implementado um plano de medição de energia, adequado à dimensão e complexidade da organização, plano este que deve ser revisto e atualizado periodicamente. Segundo AChEE (2013), estas medições podem ser efetuadas por trabalhadores internos da EG ou por empresas externas especializadas. A EG deve assegurar-se de que os equipamentos de medição e monitorização proporcionam informação exata e repetível, pelo que os registos de calibração desses equipamentos devem ser mantidos (AChEE, 2013; ISO, 2012b).

Quanto aos requisitos legais, a organização deve, periodicamente e registando o processo, avaliar o cumprimento destes ou outros requisitos que tenha subscrito relacionados com o uso e consumo de energia (ISO, 2012b). Um exemplo destes requisitos será, por exemplo o Sistema de Gestão dos Consumos Intensivos de Energia (SGCIE) - regulado pelo Decreto-Lei n.º 71/2008 de 15 de abril e pela Lei n.º 7/2013, de 22 de janeiro e legislação anexa, que será abordado em 2.6.2 -, o Sistema de Certificação Energética dos Edifícios (SCE) ou o Programa de Eficiência Energética na Administração Pública – Eco.AP (AIDA, 2014).

Para verificação da conformidade com a norma, de maneira a assegurar-se que o SGE está de acordo com as disposições planeadas para a gestão de energia, incluindo os objetivos e metas energéticas preconizados e se o mesmo está a ser implementado, cumprido e corresponde a uma melhoria efetiva do desempenho energético da EG, a mesma deve conduzir um processo de auditorias internas, que deverá planeado e calendarizado, tendo em consideração a relevância dos processos e áreas a serem auditadas, bem como o resultado de auditorias anteriores (AIDA, 2014; ISO, 2012b). Esta auditoria pode ser conduzida por pessoal interno ou externo e aconselha-se que não seja efetuada pelo representante da gestão (AIDA, 2014). O processo de auditoria deve obedecer, segundo AChEE (2013), às seguintes características:

- Ser sistemático, no sentido de que deve existir uma metodologia definida que permita a sua realização e a comparação dos resultados obtidos em auditorias diferentes;
- Ser independente, no sentido em que a equipa auditora deve ser objetiva e imparcial, pelo que não deve ter relação com as áreas auditadas;
- Ser documentado, no sentido em que durante a auditoria se deve dispor dos registos associados às evidências e às áreas verificadas.

Estas auditorias do SGE podem ser conduzidas simultaneamente com auditorias a outros sistemas de gestão, como SGQ ou SGA, desde que os objetivos e âmbito de cada auditoria interna estejam devidamente especificados (AIDA, 2014). Os registos dos resultados das auditorias realizadas deverão ser mantidos e reportados à gestão de topo (ISO, 2012b) sendo um dos *inputs* para a revisão do SGE pela gestão – fase “Act” - e deverão ser considerados como força motriz para a implementação de ações corretivas e/ou preventivas necessárias ao SGE (AIDA, 2014).

Os desvios que a EG verificar no seu desempenho energético e no SGE deverão ser alvo do tratamento de não conformidades, correções, ações preventivas e ações corretivas. Importa distinguir entre uma não conformidade, que corresponde ao incumprimento de um requisito da norma, e uma correção, que é a ação tomada para corrigir essa não conformidade. Uma ação

preventiva é aquela tomada para eliminar a causa de uma não conformidade potencial, em que é necessária uma ação para que não se transforme numa não conformidade detetada; uma ação corretiva é aquela tomada para eliminar uma não conformidade detetada, para que não se volte a repetir (AChEE, 2013). Assim, estas ações devem ser apropriadas à magnitude dos problemas existentes ou potenciais detetados e às suas implicações no desempenho energético da organização (ISO, 2012b), podendo originar a necessidade de efetuar alterações ou ajustes no SGE, como alterações nos controlos operacionais ou na documentação associada ao SGE (AIDA, 2014). Devem eliminar-se as causas dos problemas encontrados e, implementadas as ações, deve verificar-se a sua eficácia. Devem ser mantidos registos das ações corretivas e preventivas aplicadas ao SGE.

Finalizada a fase “Check”, “verificar”, entra-se na fase “Act”, “atuar”. Esta fase refere-se ao processo de revisão pela gestão (*vide* Figura 2.18), em que o SGE será revisto pela gestão de topo da EG, com o fim de assegurar que é adequado à organização e se é eficaz, processo este que deve ocorrer em intervalos planeados e cujos registos de resultados devem ser mantidos (ISO, 2012b).

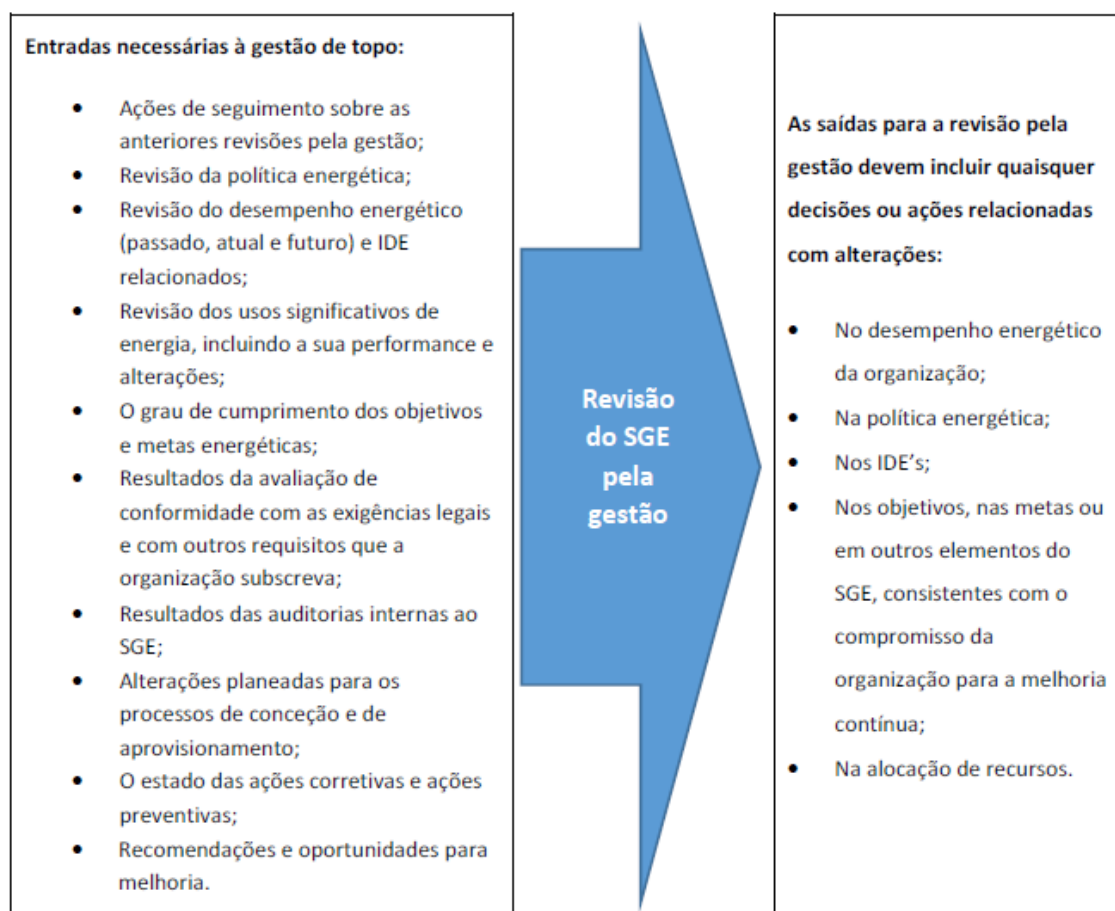


Figura 2.18: Entradas e saídas do processo de revisão do SGE pela gestão de topo da organização.  
Fonte: AIDA (2014)

A revisão pela gestão é um processo de tomada de decisão com o objetivo de garantir a melhoria contínua do SGE e do desempenho energético da organização (AIDA, 2014). Esta revisão deve abarcar todo o âmbito do SGE mas nem todos os componentes do sistema têm



de ser revistos simultaneamente pelo que o processo de revisão pode acontecer durante um determinado período de tempo. O processo de revisão pela gestão pode ser efetuado sempre que se considere oportuno ou em circunstâncias excecionais que o justifiquem, sendo um requisito fundamental para todas as organizações que tenham implementado um SGE (AChEE, 2013). Para que ocorra, é necessária a recolha e preparação de informação a enviar à gestão de topo que, analisando-a e discutindo-a com o representante da gestão e com outros elementos da organização que sejam envolvidos no processo, toma decisões em relação ao SGE que podem ou não estar na base de alterações ao implementado, relacionadas com o desempenho energético da EG, a política energética, os IDE, os objetivos e metas, a alocação de recursos e outros componentes do SGE (ISO, 2012b).

Cumpridas todas estas etapas, a EG está apta a certificar o seu SGE por uma entidade externa e independente, que emite o certificado que demonstra que a EG cumpre a totalidade dos requisitos da norma ISO 50 001 (AIDA, 2014). Segundo os mesmos autores, para a renovação do certificado são realizadas anualmente auditorias pela entidade certificadora, o que faz com que o SGE seja contínua e sistematicamente avaliado, levando à sua otimização e consequente melhoria do desempenho energético da EG.

#### *2.6.1.2 Indicadores de desempenho energético para EG*

No Anexo 1 (*vide* 6.1) é elencada uma lista de indicadores de desempenho energético (IDE) passíveis de ser utilizados pelas EG.

#### *2.6.1.3 Sistemas de monitorização de energia e integração com telegestão*

Para conseguir medir o seu desempenho energético e melhorá-lo, uma EG terá de ser capaz de medir os seus consumos energéticos e os IDE nos diversos processos e operações inerentes à sua atividade. Será então necessário que a EG disponha de um sistema de monitorização remota de energia incorporado nas diversas instalações em que ocorrem consumos de energia (*vide* Figura 2.19). Esta é uma peça fundamental para se conseguir a melhoria contínua do desempenho energético da organização, no âmbito da implementação de um SGE. Sem medições dos dados de energia e das variáveis que os afetam é impossível analisar os IDE para verificar o desempenho energético e melhorá-lo.



Figura 2.19: Objetivos de um sistema de monitorização remota de energia. Fonte: AIDA (2014)

Para tal a EG precisará de fazer investimento seja em *hardware*, seja em *software*, que permita armazenamento e tratamento de dados, preferivelmente integrado no *Supervisory Control And Data Acquisition* (SCADA) da telegestão, que possibilite o controlo de consumos de energia através da telegestão já existente na EG, integrando a temática “Energia” nos sinóticos de controle e que permita atuar remotamente nos processos e operações onde se registam esses consumos.

No PENSAAR 2020, sendo a eficiência uma das linhas mestras deste plano, é referida a necessidade de *smart metering* nas EG, de modo a permitir a melhoria do desempenho energético das mesmas. Esta temática está prevista como uma das áreas a melhorar nas EG, de modo a maximizar a eficiência energética das mesmas, nomeadamente através da medida 5.2.3. – Desenvolvimento de Projetos de Inovação em Áreas Prioritárias, Ação 5.2.3.1: Desenvolvimento de projetos de inovação na área do *smart metering*.

Assim, além do *hardware* necessário a instalar – sensores, atuadores, telemetria, *Programmable Logic Controllers* (PLC), rede de comunicações – a EG deverá apostar num *software* que permita não apenas a visualização dos perfis de consumo de energia das diferentes instalações mas também o cruzamento de variáveis – caudais e pressões na bombagem, níveis em reservatórios, mg O<sub>2</sub>/L em tanques de arejamento, temperatura em reatores de DA, etc. – com esses mesmos perfis de consumo de modo a poder atuar-se nas operações e processos em causa. O *software* deve permitir igualmente uma série de outras funcionalidades (AIDA, 2014), tais como a criação de *dashboards*, a previsão de faturas de energia, a obtenção de relatórios por instalação, emissão de alarmes, *benchmarking* entre instalações similares, entre outros. Este *software* deve possibilitar a criação de novas funcionalidades à medida que a EG tenha necessidade de novas soluções para melhorar o seu desempenho energético e permitir igualmente a agregação de novas instalações que a EG venha a construir.

Caso a EG não tenha capacidade de investimento em *hardware* e *software* para monitorizar os seus consumos de energia online e/ou não disponha de telegestão, não significa que não possa melhorar o seu desempenho energético: as faturas de energia disponibilizam muita informação que pode ser útil à EG na melhoria do seu desempenho energético, caso não haja outra fonte de informação disponível, juntamente com as horas de operação de bombas e arejadores, etc. Uma monitorização “analógica” pode conduzir a melhorias significativas no desempenho energético de uma EG que na implementação de um SGE tenha o seu perfil energético definido pela primeira vez, uma vez que a eficiência energética passa por um trabalho continuado e não apenas pelo mero diagnóstico energético e medidas avulsas e não continuadas. Da mesma maneira, a existência de um sistema de monitorização de energia não cria só por si a eficiência energética, pois será necessário tomar as medidas necessárias que permitam melhorar o desempenho energético da organização pela implementação de um SGE.

## 2.6.2 Sistema de Gestão de Consumos Intensivos de Energia e Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética

O Decreto-Lei n.º 71/2008, de 15 de abril, alterado pela Lei n.º 7/2013, de 22 de janeiro e pelo Decreto-Lei n.º 68-A/2015, de 30 de abril, regula o Sistema de Gestão de Consumos Intensivos de Energia (SGCIE) que foi instituído com o objetivo de promover a eficiência energética e monitorizar os consumos energéticos de instalações consumidoras intensivas de energia (CIE). Entende-se como CIE todas as instalações onde se verifique, no ano civil imediatamente anterior, um consumo energético superior a 500 toneladas equivalentes de petróleo (500 tep/ano). Poderão também, de forma voluntária, aderir ao SGCIE as EG que, tendo um consumo energético inferior a 500 tep/ano, pretendam celebrar Acordos de Racionalização de Consumo de Energia (ARCE). Segundo o Despacho n.º 17313/2008, de 26 de junho e o Decreto-Lei n.º 68-A/2015, de 30 de abril, 500 tep/ano equivale ao consumo de 5 813 954 kWh de consumo de eletricidade num ano. Existirão em Portugal EG que possuem EEAA ou EEAR ou ETAR que tenham este consumo anual de energia elétrica, pelo que são consideradas CIE e estão sujeitas ao SGCIE, sendo obrigatório o cumprimento deste requisito legal. Assim, as EG que estejam obrigadas ao SGCIE ou que voluntariamente pretendam aderir, de acordo com a legislação em vigor, deverão proceder ao registo da instalação junto da ADENE – Agência para a Energia, efetuar auditorias energéticas que permitam avaliar todos os aspetos relativos ao aumento da eficiência energética, à substituição por fontes de energia renovável ou à redução da fatura energética e elaborar Planos de Racionalização do Consumo de Energia (PREn), com base nas auditorias efetuadas e visando o aumento da sua eficiência energética.

As auditorias energéticas referidas são obrigatórias para as instalações CIE a cada 8 anos, independentemente do consumo energético ser superior a 500 tep/ano ou 1 000 tep/ano (11 627 907 kWh/ano), segundo o DL 68-A/2015. Estas auditorias e os PREn resultantes das mesmas devem ser elaborados por técnicos credenciados segundo a Lei n.º 7/2013, sendo auditorias de natureza diferente das auditorias energéticas para certificação segundo a ISO 50 001, pois devem obedecer ao Despacho n.º 17449/2008, de 27 de junho. As EG são sempre livres de realizar as suas auditorias energéticas segundo este Despacho, mesmo que apenas pretendam certificar o seu SGE segundo a ISO 50 001, não sendo a recíproca verdadeira, uma vez que se revestem de exigências diferentes.

Assim, estas auditorias incidem sobre as condições de utilização da energia, a conceção e o estado das instalações, devendo ser recolhidos os elementos necessários à elaboração do PREn e à verificação do seu subsequente cumprimento, segundo o Despacho n.º 17449/2008, de 27 de junho. As informações a recolher devem incluir:

- A quantificação dos consumos energéticos e a sua importância no custo final dos produtos, neste caso água para consumo humano ou água residual tratada;
- A inspeção visual dos equipamentos e/ou sistemas consumidores de energia, complementada pelas medições necessárias;
- O esclarecimento de como é transformada a energia e quais os seus custos;

- O levantamento e caracterização dos principais equipamentos consumidores de energia, com maior potência instalada, quer elétrica, quer térmica;
- A obtenção dos diagramas de carga elétricos dos sistemas considerados grandes consumidores de energia;
- A determinação da eficiência energética de geradores de energia térmica pelos métodos das perdas ou direto;
- A verificação do estado das instalações de transporte e distribuição de energia;
- A verificação do bom funcionamento dos aparelhos de controlo e regulação do equipamento de conversão e utilização de energia;
- A realização de balanços de massa e energia aos principais equipamentos consumidores de energia térmica, por exemplo, reatores de DA;
- A determinação dos consumos específicos de energia durante o período de realização da auditoria, para posterior comparação com os valores médios mensais e anuais e deteção de eventuais variações sazonais, que em AA e SAR será normal ocorrerem;
- A determinação do quociente entre o consumo energético total em quilogramas equivalentes de petróleo (kgep) e o valor acrescentado bruto<sup>16</sup> (VAB), em kgep/VAB, da atividade empresarial diretamente ligada à instalação CIE, bem como o consumo específico de energia (kgep/m<sup>3</sup> de água para consumo humano em AA ou kgep/m<sup>3</sup> de água residual tratada em SAR);
- A identificação e quantificação das possíveis áreas onde as economias de energia são viáveis, como resultado das situações encontradas, das anomalias detetadas e das medições efetuadas;
- A definição de intervenções com viabilidade técnico-económica, conducentes ao aumento da eficiência energética ou à redução da fatura energética;
- A definição de linhas orientadoras para a implementação ou melhoria de um esquema operacional de Gestão de Energia, onde se pode incluir um SGE segundo a ISO 50 001.

No caso do SGCIE, os indicadores energéticos a monitorizar e que deverão constar do PREn, segundo o DL n.º 71/2008, são o consumo específico, a intensidade energética e a intensidade carbónica e os seus métodos de cálculo constam do Anexo 2 (*vide* 6.2).

O PREn, segundo o DL n.º 71/2008, é elaborado com base nos relatórios das auditorias energéticas obrigatórias e deve prever obrigatoriamente a implementação de medidas de racionalização de energia. Deve prever igualmente a implementação, nos três primeiros anos, de todas as medidas identificadas nas auditorias como melhorias da eficiência energética com um período de retorno do investimento inferior ou igual a cinco anos, no caso de instalações com consumo energético superior a 1000 tep/ano, ou com um período de retorno de investimento inferior ou igual a três anos para as restantes instalações. Deve igualmente referir

---

<sup>16</sup> Segundo o Despacho n.º 17449/2008, o VAB deve ser calculado segundo: VAB = Vendas + Prestações de serviços + Proveitos suplementares + Trabalhos para a própria empresa - Custos das mercadorias vendidas e das matérias consumidas – Fornecimentos e serviços externos – Outros custos e perdas operacionais.

metas de intensidade energética, de consumo específico de energia e de intensidade carbónica. Estas metas devem ser no mínimo de 6% em oito anos para a intensidade energética e para o consumo específico de energia em instalações com CIE igual ou superior a 1000 tep/ano. São de 4% em oito anos para a intensidade energética e para o consumo específico de energia nas restantes instalações. Em qualquer dos casos deve pelo menos manter-se a intensidade carbónica. O ano de referência deve ser o ano civil anterior à auditoria energética e para a determinação das metas deve ser utilizado o VAB a preços constantes e o volume de produção expectável. O PREn deve ainda conter a indicação de todas as modificações ou substituições a ser introduzidas nas instalações CIE, a programação da sua implementação, quantificando as reduções de consumo energético e o impacto na redução dos indicadores de eficiência energética. Este documento deve ser elaborado de forma a detetarem-se facilmente desvios à sua aplicação e deve levar em conta a eventual produção de energia em cogeração, a valorização de resíduos energéticos e a substituição dos produtos derivados do petróleo por fontes renováveis sempre que possível. Finalizado, este documento é apresentado à ADENE que o envia à Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG) para aprovação. O PREn, depois de aprovado passa a designar-se Acordo de Racionalização dos Consumos de Energia (ARCE).

Estabelecido o ARCE, a instalação CIE deve manter registos atualizados do seu desempenho energético e a cada dois anos deve elaborar um Relatório de Execução e Progresso (REP), que remete à ADENE. Desse REP devem constar informações detalhadas sobre a implementação das medidas no período a que respeita o relatório, as metas e objetivos alcançados, os desvios verificados e suas justificações e as medidas tomadas ou a tomar para a sua correção, bem como os valores dos indicadores energéticos referidos. O REP relativo aos dois últimos anos do ARCE é considerado relatório final e deve incluir um balanço de todo o processo de racionalização de energia cumprido.

As instalações CIE que tenham celebrado um ARCE com a DGEG estão isentas de Imposto sobre os Produtos Petrolíferos e Energéticos (ISP), onde se inclui a eletricidade<sup>17</sup>. Estão também previstos outros incentivos, como o ressarcimento de 50% do custo da auditoria energética, desde que se verifique o cumprimento de pelo menos 50% das medidas previstas no ARCE, até ao limite de 750€, para instalações com consumo energético inferior a 1000 tep/ano e na medida da disponibilidade do Fundo de Eficiência Energética (FEE) e o ressarcimento de 25% dos investimentos realizados em equipamentos e sistemas de monitorização dos consumos de energia, até ao limite de 10 000€ e na medida das disponibilidades do FEE. As instalações CIE com ARCE devem concorrer aos Avisos do FEE<sup>18</sup> para obterem este ressarcimento.

As instalações CIE que não cumprirem as metas estabelecidas ou não implementarem as medidas preconizadas no ARCE, caso não recuperem os desvios no ano seguinte ao REP

<sup>17</sup> O ISP sobre a eletricidade foi incluído na Lei n.º 64-B/2011, de 30 de dezembro, Lei do Orçamento de Estado para 2012.

<sup>18</sup> O FEE abre avisos relacionados com o PNAEE para instalações SGCIE com ARCE e que estão relacionados com otimização energética de motores elétricos e eficiência do processo industrial, em que se podem incluir EG.

final, incorrem no pagamento de penalidades. Se o desvio for igual ou superior a 25%, a penalidade devida é de 50€ por tep/ano não evitado, com o agravamento de 100% em caso de reincidência. Se o desvio apurado for igual ou superior a 50%, a penalidade devida é de 50€ por tep/ano não evitado, o reembolso dos incentivos recebidos e a devolução do valor correspondente ao benefício de ISP evitado. Os valores destas penalidades podem ser reembolsados em 75% desde que a instalação CIE recupere os desvios ao cumprimento do ARCE no prazo de um ano do pagamento da penalidade.

O PNAEE tem previstas diversas medidas no âmbito do SGCIE, operacionalizadas através do FEE. Nestas estão incluídas medidas dirigidas também à indústria da água, nomeadamente a medida Ip1m1 – SGCIE – Medidas transversais e a medida Ip1m3 – SGCIE – Outros setores. A primeira medida prevê quatro grupos de atuação tecnológica nos quais os serviços de águas podem estar incluídos em três: Motores Elétricos - com otimização de motores e sistemas de bombagem; Produção de Calor e Frio – onde se inclui a cogeração e, por fim, Eficiência do Processo Industrial/Outros. Neste último é referido explicitamente o Tratamento de Efluentes como setor a apoiar. Estão incluídas ações de eficiência energética como apoio a sistemas de monitorização e controlo, integração de processos, manutenção de equipamentos consumidores de energia, formação e sensibilização de recursos humanos e redução de energia reativa. Na segunda medida, dirigida aos setores não abrangidos pela medida Ip1m2, inclui-se a cogeração e outras medidas não relacionadas com a implementação do SGCIE que conduzam a uma maior eficiência energética. Para poder beneficiar destas medidas as EG têm de ter o seu ARCE aprovado.

No final de fevereiro de 2016, segundo informações da ADENE, estavam registadas no SGCIE 67 entidades gestoras de AA e SAR (CAE 36 e 37), com 63 ARCE em curso.

## **2.7 Balanço energético**

À semelhança do balanço hídrico proposto pela IWA como um passo essencial na definição das prioridades de atuação da EG na redução de perdas, há autores que também propõem, em sistemas de AA, a elaboração de um balanço energético para definição de áreas críticas de intervenção.

Em 2010, Cabrera, Pardo, Cobacho & Cabrera propuseram uma metodologia de balanço energético que permite a contabilização de toda a energia no sistema de AA, possibilitando a visão de como a energia é utilizada ao longo do processo de distribuição de água. Esta análise pode ser aplicada após a realização do balanço hídrico e a modelação matemática da rede. São também propostos novos indicadores de eficiência energética.

Com base nesta metodologia e também em Duarte, Alegre, & Covas (2008), Mamade, Loureiro, Covas, & Alegre (2014) propõem um método estandardizado de balanço energético para avaliação de eficiência energética em sistemas de AA. São também propostos indicadores de eficiência energética diferentes dos propostos pela IWA e ERSAR, que são eficientes na análise das componentes mas que se revelam insuficientes na avaliação da eficiência do uso de energia no sistema como um todo.

Segundo estas autoras, este procedimento permite a avaliação da eficiência no sistema como um todo e não apenas nos seus componentes individuais (EEAA, válvulas, turbinas), sustentando as decisões a nível tático e operacional na gestão do sistema, possibilitando uma melhor definição das prioridades de intervenção e as ações específicas a desenvolver. Ao contrário das abordagens comuns à eficiência energética de sistemas de AA, muito baseadas na contabilização da energia despendida no bombeamento e sem entrar em linha de conta com as perdas de carga nas tubagens e válvulas, esta abordagem é também aplicável a sistemas sem bombeamento, em que a energia é calculada com base nas pressões de serviço e nos caudais fornecidos.

Assim, este balanço energético é elaborado com os seguintes componentes (*vide* Tabela 2.14):

Tabela 2.14: Balanço energético segundo a metodologia iPerdas. Fonte: Mamade *et al.* (2014)

<div style="display: flex; flex-direction: column; align-items: center;"> <div style="text-align: center;">Energia potencial (gravítica) <math>E_{NT}</math></div> <div style="text-align: center;">Energia de pressão (para bombeamento) <math>E_S</math></div> </div>	Energia fornecida ao sistema $E_{in}$	Energia associada ao Consumo autorizado $E_{AC}$	Energia entregue aos consumidores	Energia mínima $E_{min}$
				Energia supérflua
			Energia dissipada	...nas condutas
				...nas válvulas
				...nas bombas
				...nas turbinas
		Energia associada às perdas de água $E_{WL}$	Energia recuperada $E_{rec}$	A partir do consumo autorizado
				A partir das perdas de água
			Energia dissipada associada às perdas de água	Energia nos pontos onde ocorrem as perdas
				Energia dissipada (condutas, bombas, válvulas, turbinas)

As células marcadas a cinzento são aquelas que necessitam de modelação hidráulica para o seu cálculo.

As restantes componentes podem ser calculadas com base em diversas equações (*vide* Anexo 3, 0) levando em conta os volumes de água aferidos no balanço hídrico previamente realizado, as leituras dos caudais e as alturas manométricas registados nos diferentes setores da rede. De acordo com Aisha Mamade *et al.* (2015), a vantagem desta metodologia é a sua similitude com o balanço hídrico, que permite um entendimento mais fácil na necessidade de gestão integrada das perdas de água e de energia e ser possível o cálculo de diversos componentes sem necessidade de modelação hidráulica para serem calculados, o que permite a participação de EG de menores recursos. São propostos diversos indicadores de eficiência que permitem verificar quais os setores críticos a necessitar de intervenção.

Os indicadores de eficiência propostos são:

- E1: Energia em excesso por volume de água entrada no sistema (kWh/m<sup>3</sup>)

Traduz o potencial teórico de redução de energia por m<sup>3</sup> de água entrada no sistema (Duarte *et al.*, 2008).

É dado por:

$$E1 = \frac{E_{exc}}{V_{in}} = \frac{E_{in} - E_{min} - E_{rec}}{V_{in}}$$

em que:

$E_{exc}$  – energia em excesso (kWh)

$V_{in}$  – volume de água entrada no sistema (m<sup>3</sup>)



$E_{in}$  – energia fornecida ao sistema (kWh)

$E_{min}$  – energia mínima necessária ao fornecimento de água aos clientes (kWh)

$E_{rec}$  – energia recuperada no sistema (kWh)

Deve ser o mais baixo possível, sendo sempre positivo. Não traduz o impacto de medidas de controlo de perdas, pelo que não é adequado para comparação de sistemas com diferentes níveis de perdas (A. Mamade *et al.*, 2014)

- E2: energia em excesso por volume de água faturada (kWh/m<sup>3</sup>)

Traduz o potencial teórico de redução de energia por m<sup>3</sup> de água faturada (Duarte *et al.*, 2008).

É dado por:

$$E2 = \frac{E_{exc}}{V_{fat}} = \frac{E_{in} - E_{min} - E_{rec}}{V_{fat}}$$

em que:

$E_{exc}$  – energia em excesso (kWh)

$V_{fat}$  – volume de água faturada no sistema (m<sup>3</sup>)

$E_{in}$  – energia fornecida ao sistema (kWh)

$E_{min}$  – energia mínima necessária ao fornecimento de água aos clientes (kWh)

$E_{rec}$  – energia recuperada no sistema (kWh)

Deve ser o mais baixo possível, sendo sempre positivo. Reflete o impacto de programas de redução de perdas em termos de energia, sempre preferível o seu uso em detrimento de E1 (A. Mamade *et al.*, 2014).

- E3: excedente de energia no sistema (-).

Quantifica o excesso teórico de energia que é fornecido ao sistema (Duarte *et al.*, 2008).

É dado por:

$$E3 = \frac{E_{in}}{E_{min}}$$

em que:

$E_{in}$  – energia fornecida ao sistema (kWh)

$E_{min}$  – energia mínima necessária ao fornecimento de água aos clientes (kWh)

É sempre maior que 1, pois tem de ter em conta as perdas de carga no sistema. Depende do referencial adotado para as cotas e, por isso, todos os cálculos devem ser efetuados no mesmo referencial (Duarte *et al.*, 2008).

Esta metodologia foi utilizada no projeto iPerdas, em que participaram 17 EG nas diferentes modalidades do projeto. Este projeto foi liderado pelo LNEC tendo sido dinamizado por um consórcio entre o Instituto Superior Técnico (IST), a empresa Addition e o Instituto Tecnológico da Água (ITA) da Universidade Politécnica de Valência. Está a decorrer uma segunda edição deste projeto, em que se inclui a modalidade de aperfeiçoamento para as EG que participaram

na edição anterior. No decorrer da primeira edição houve casos de EG que, apresentando uma qualidade de serviço boa no que respeita a eficiência energética nas instalações elevatórias, medida pelo indicador AA15 da ERSAR, isto é, inferior a  $0,40 \text{ kWh/m}^3/100\text{m}$ , efetuado o balanço energético segundo a metodologia indicada, verificaram que os valores dos indicadores E2 e E3 eram elevados, ou seja que havia energia em excesso no sistema, o que significa um gasto energético que pode ser evitado.

### 3 Casos de estudo

#### 3.1 “TERESA” nas Águas do Vouga, SA

A Turbina de Energia Renovável Em Sistema de Abastecimento (TERESA) foi instalada na Águas do Vouga, em março de 2011. É uma iniciativa conjunta do consórcio constituído pelas empresas Spheraa e Luságua, da Associação de Municípios do Carvoeiro-Vouga, proprietária do sistema de abastecimento, e das Águas do Vouga, S.A. (AdV), concessionária do mesmo (Águas do Planalto, 2011).

A Central Hidroelétrica do Carvoeiro-Vouga está instalada no Silval, Oliveirinha, concelho de Aveiro, junto do reservatório R6, que é constituído por duas células independentes de 3 500 m<sup>3</sup> cada. A conduta onde está situada a microturbina parte do Reservatório Principal de Albergaria (RPA), tem 21 346 m de comprimento (Parente & Oliveira, 2013), diâmetros entre 300 e 700 mm e foi dimensionada para um caudal máximo de 250 L/s. A pressão varia entre os 5,1 e os 7,8 bar. O caudal de dimensionamento da TERESA são 200 L/s e a carga útil de 5,4 bar. Este equipamento é uma turbina Crossflow do tipo Ossberger, desenhada especificamente para esta instalação, com uma potência nominal de 85 kW e um rendimento nominal de 86% (Parente & Oliveira, 2013; Parente, 2013). A eletricidade produzida na TERESA é injetada na rede (Águas do Planalto, 2011) (*vide* Tabela 3.1).

Tabela 3.1: Produção de energia na Águas do Vouga. Fonte: ERSAR (2013, 2014, 2015b)

	2011	2012	2013
Energia produzida (kWh/ano)	215 790	402 240	429 787
% Produção própria de energia	2,94	5,43	5,85
Emissões evitadas (kgCO <sub>2</sub> e/ano)	101 421	189 053	202 000

Na instalação deste equipamento manteve-se o sistema adutor previamente existente como alternativa, tendo-se equipado a turbina com um *bypass*. O circuito permite compensar a limitação de dimensionamento da turbina ( $Q=200$  L/s) relativamente aos caudais verificados na conduta ( $Q_{\text{máx}} = 250$  L/s), amortecer choques hidráulicos e em eventuais paragens, garantindo a afluência de água ao reservatório (Parente & Oliveira, 2013)

O investimento foi de 250 000 €, suportado pelo consórcio Spheraa e Luságua. As obras de instalação duraram 2 anos, com cerca de 25 entidades envolvidas no projeto (Parente, 2013). O contrato celebrado entre o consórcio, a Associação de Municípios do Carvoeiro-Vouga e as AdV tem a duração de 25 anos, em que todos os custos de gestão, operação, manutenção e conservação são responsabilidade do consórcio (Águas do Planalto, 2011)

O projeto TERESA recebeu o 1º Prémio dos Green Project Awards Portugal no ano de 2012, na categoria Eficiência e Recursos (Parente, 2013).



### 3.2 “Porto Gravítico” nas Águas do Porto, E.M.

Em outubro de 2006, os Serviços Municipalizados de Água e Saneamento (SMAS) do Porto foram transformados na empresa municipal Águas do Porto, E.M (Martins & Cunha, 2007). Em 1996, a captação e tratamento de água tinham passado a ser responsabilidade da Águas do Douro e Paiva, que abastece a cidade a partir da albufeira de Crestuma/Lever, onde fica situada a ETA (Agência de Energia do Porto, 2010). A cidade do Porto, de topografia ondulada, tem uma cota mínima ao nível do mar e uma cota máxima de 160 metros. O sistema de abastecimento de água do Porto, iniciado em 1887, dispunha, à altura da transformação em Águas do Porto, de seis estações elevatórias, com um custo operacional de 1 100 000€ por ano, com 36 operadores que significavam um custo de cerca de 700 000€ anuais e um consumo energético anual da ordem dos 5 000 000 kWh/ano, com um custo anual de 400 000€ (Martins & Cunha, 2007). A cidade era abastecida pela Águas do Douro e Paiva (AdDP) a partir de doze pontos de ligação (vide Figura 3.1). A água era abastecida a partir dos reservatórios de Pedrouços, Jovim (140 metros) e Ramalde (180 metros), da AdDP, este último com uma cota 20 metros acima da cota máxima da cidade do Porto. A percentagem de perdas era de 54% (Martins & Cunha, 2007).



Figura 3.1: Sistema de abastecimento de água do Porto em 2006. Fonte: Martins & Cunha (2007)

A água era elevada para seis reservatórios: Nova Sintra (92 metros), Bonfim (125 metros), Santo Isidro (125 metros), Carvalhido (114 metros), Pasteleira (62 metros) e Congregados (160 metros) (Martins & Cunha, 2007). A AdP, E.M. verificou que existia a possibilidade de fazer o abastecimento a partir do reservatório de Ramalde, a 180 metros, de forma gravítica. Constatou igualmente que na rede existente a maioria das condutas principais não estava

interligada, levando a que a rotura de uma delas deixasse parte da cidade sem água (Agência de Energia do Porto, 2010).

Assim, através da análise detalhada da rede, foram concebidas novas zonas de distribuição de água, de funcionamento gravítico, adaptadas à topografia do terreno, construindo apenas pequenos troços de condutas, fechando diversas malhas e criando um anel central de condutas principais a partir do sistema de abastecimento em alta da AdDP (Agência de Energia do Porto, 2010). Estas novas zonas deveriam ser fechadas ou passíveis de controlo em termos de entradas e saídas, sem prejuízo de se estabelecerem nós de interligação entre as zonas, com válvulas de corte, para funcionamento em casos especiais ou de emergência. As novas zonas de abastecimento foram adaptadas ao traçado da rede e dos arruamentos existentes (Martins & Cunha, 2007).

Desta forma, o reservatório de Jovim (140 metros), da AdDP, passou a abastecer graviticamente os reservatórios do Bonfim, Nova Sintra, Santo Isidro, Pasteleira e Carvalhido. O reservatório de Ramalde (180 metros) passou a abastecer apenas o reservatório dos Congregados e diretamente a zona mais alta da cidade, com cotas entre os 140 e os 160 metros. Esta solução implicou a construção de cerca de 4 000 metros de condutas, com diâmetros entre os 150 e os 800 mm e a instalação de algumas válvulas redutoras de pressão, num investimento de cerca de 1 000 000€, excluindo a instrumentação para controlo de níveis, pressões, velocidades e caudais necessários ao controlo do sistema. Foram redefinidas as áreas de influência dos reservatórios (*vide* Figura 3.2) tendo sido garantidas alturas piezométricas entre 20 e 60 mca na rede de distribuição em cada zona (Martins & Cunha, 2007).

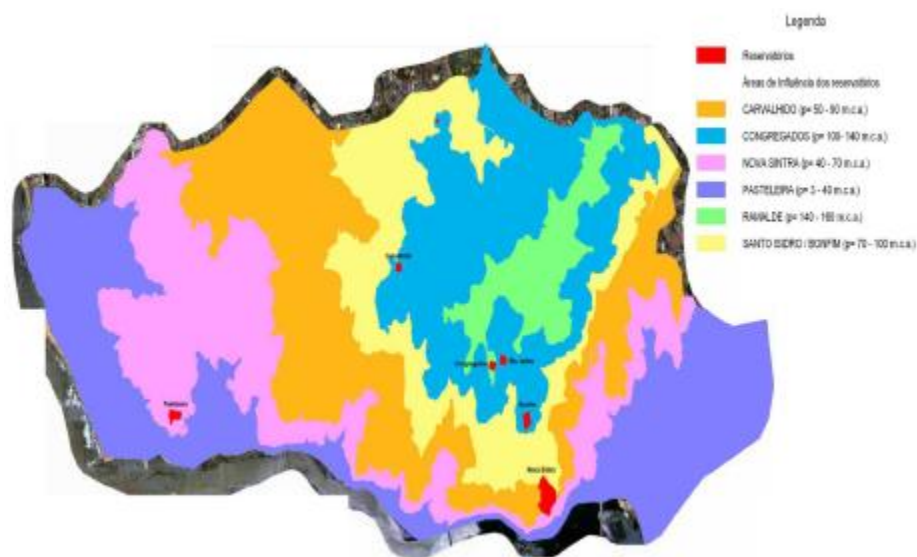


Figura 3.2: Definição das novas áreas de influência dos reservatórios. Fonte: Martins & Cunha (2007)

A modelação em EPANET 2.0 do novo sistema de abastecimento validou a solução proposta que foi implementada a partir de 2007 (*vide* Figura 3.3).

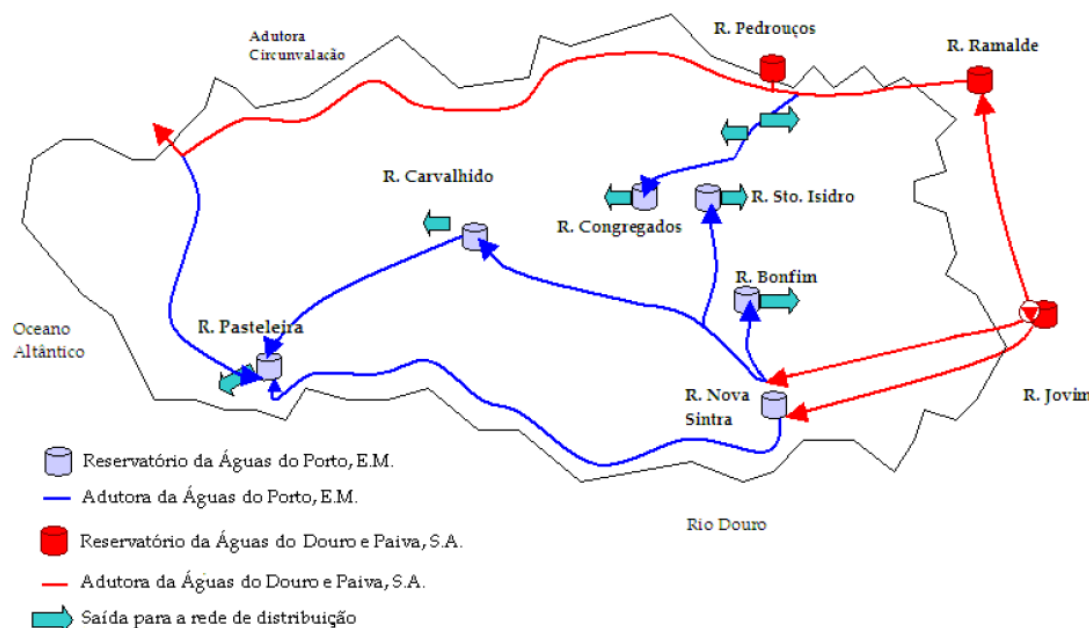


Figura 3.3: Novo sistema de abastecimento de água do Porto, segundo o projeto "Porto Gravítico". Fonte: Martins & Cunha (2007)

Paralelamente foram desenvolvidas ações de redução de perdas de água, o que permitiu diminuir as perdas de 54% em 2006 para 30% em 2010 (Agência de Energia do Porto, 2010). Foi também implementado um novo sistema de telemetria que permite a obtenção de padrões de variação horária de consumos mais fiáveis (Martins & Cunha, 2007).

A implementação deste projeto, conjuntamente com as ações para minimização de perdas de água, permitiram a desativação das seis EEAA existentes, que continuam a ser mantidas em condições de operacionalidade para fazer face a eventuais situações de emergência ou avaria, e impediu a construção dos novos reservatórios de Prelada e Corvelo, cujo orçamento era de 12 000 000 € (Agência de Energia do Porto, 2010).





### 3.3 Otimização do arejamento na ETAR de Vale de Faro da Águas do Algarve, S.A.

A ETAR de Vale de Faro, localizada em plena zona urbana de Albufeira, possui um sistema de tratamento secundário de lamas ativadas, com a configuração de valas de oxidação e foi dimensionada para 130 000 habitantes equivalentes. No ano de 2009, foi a segunda instalação de maior consumo energético da Águas do Algarve, S.A., com um consumo de 3 924 425 kWh de energia elétrica, o que significou um custo de 317 557€, ao tarifário à data. Está dimensionada para um caudal médio diário afluente de 24 310 m<sup>3</sup>/dia e um caudal de ponta de 4 250 m<sup>3</sup>/hora (O. Silva, Bento, Primo & Martins, 2013).

O tratamento preliminar é constituído por equalização, gradagem, elevação, gradagem fina e desarenador. O tratamento secundário é feito em duas linhas paralelas, constituídas por um desfosfatador anaeróbio, com 680 m<sup>3</sup> e uma vala de oxidação de tipo carrossel, com 10 000 m<sup>3</sup> de volume, arejados por 2 640 difusores de ar de bolha fina. O efluente é reunido num canal e distribuído por três decantadores secundários retangulares de volume útil unitário de 2 261 m<sup>3</sup>. O efluente tratado é desinfetado por radiação UV, com potência total de 260 J/m<sup>2</sup> a 50% de transmitância, em dois canais. A descarga final é feita por um emissário submarino de 1 m de diâmetro e 1 000 m de comprimento, ao largo de Albufeira. Parte do efluente tratado é armazenado num tanque e sujeito a um processo de filtração gravítica em leitos de areia e posterior desinfecção, sendo utilizado como água de serviço ou na regularização de uma pequena lagoa existente nas imediações da ETAR. As lamas em excesso são espessadas em espessador gravítico de 8 m de diâmetro de 182,6 m<sup>3</sup> de volume útil, seguindo-se desidratação mecânica em duas centrífugas com caudal unitário de 10 m<sup>3</sup>/h, com doseamento automático de polieletrólito. Situando-se em plena zona urbana e estando integrada num edifício coberto, esta ETAR dispõe de 10 insufladores de ar na cobertura do edifício com capacidade unitária de 60 000 m<sup>3</sup>/h e de equipamento de desodorização, por lavagem em contra corrente, em torres de contacto, com capacidade de 35 217 Nm<sup>3</sup>/h (O. Silva *et al.*, 2013).

Esta instalação está sujeita a uma grande sazonalidade na sua operação, dadas as características turísticas da população que serve, com picos de população nos meses de veraneio. Verificou-se que a diminuição de consumo energético na época baixa não era proporcional à diminuição de caudal verificada, devido ao equipamento de ventilação e desodorização (O. Silva *et al.*, 2013) (*vide* Figura 3.4).

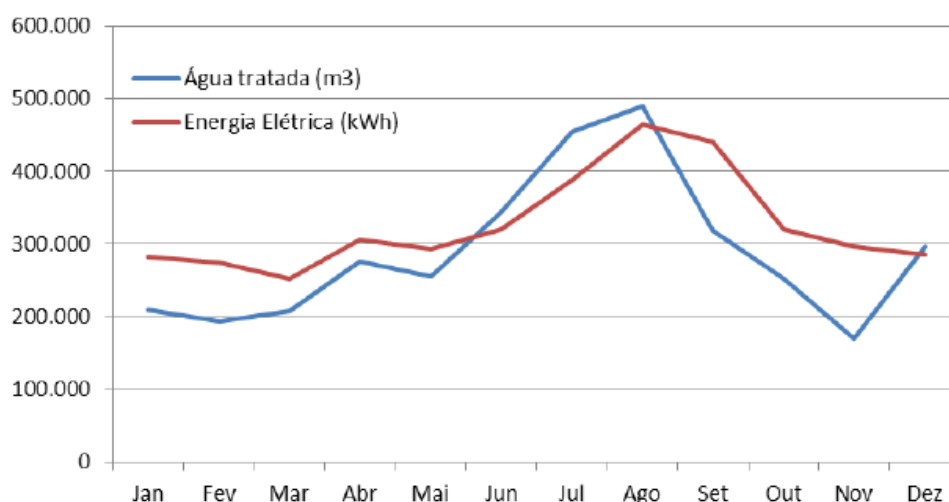


Figura 3.4: Volume de água residual tratada e consumo energético na ETAR de Vale Faro em 2009.  
Fonte: O. Silva *et al* (2013)

De modo a poder aferir quais as melhores medidas de eficiência energética a aplicar na ETAR foram desagregados os consumos energéticos dos diferentes equipamentos, recorrendo-se às especificações técnicas dos mesmos e aos perfis de funcionamento para cálculo dos consumos energéticos, uma vez que a instalação não dispõe de contadores parciais. Os resultados alcançados foram corroborados por uma auditoria energética efetuada por uma empresa externa, que utilizou analisadores de rede para esta desagregação. Assim, os consumos energéticos estavam, em 2009, distribuídos da seguinte forma (*vide* Tabela 3.2):

Tabela 3.2: Distribuição do consumo de energia por etapas de tratamento/equipamentos. Fonte: O. Silva *et al.* (2013) (adaptado)

Etapa de tratamento/equipamento	Consumo energético Média mensal (kWh)	% de consumo energético
Arejamento	147 351	45
Ventilação	42 840	13
Desodorização	54 606	17
Desinfecção por UV	26 163	8
Restantes equipamentos	56 075	17
Total	327 035	100

Da análise efetuada verificou-se que o arejamento era a etapa de tratamento com maior consumo energético, devido ao consumo dos sobrepessores que alimentam os difusores de bolha fina instalados. Como referido, o tratamento biológico é feito em duas valas de oxidação, tipo carrossel, com uma profundidade de 7 m e um volume útil de 10 000 m<sup>3</sup> cada (*vide* Figura 3.5), com 2 640 difusores de bolha fina instalados no fundo das valas. Estão instalados quatro medidores de oxigénio dissolvido por luminescência, um em cada um dos troços finais aeróbios das valas e duas sondas redox, uma em cada vala no troço final da zona anóxica antes da

saída do efluente. Estão igualmente instalados dois grupos eletrobomba e quatro aceleradores de fluxo por vala (O. Silva *et al.*, 2013).

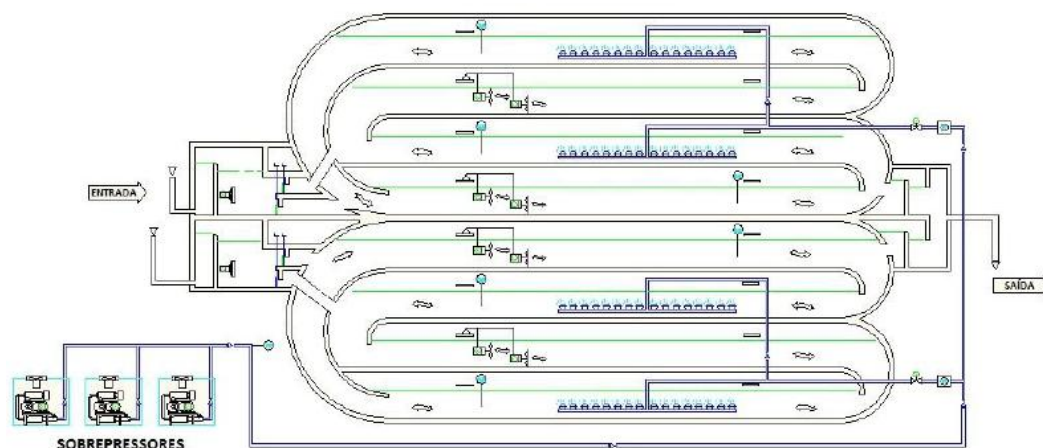


Figura 3.5: Representação esquemática do tratamento biológico da ETAR Vale Faro. Fonte: O. Silva *et al.* (2013)

O oxigénio era disponibilizado por 2+1 sobrepressores de caudal unitário de 6 000 Nm<sup>3</sup>/h a 790 mbar, funcionando um ou dois equipamentos em simultâneo conforme a época do ano. A conduta de insuflação de ar era comum às duas valas, com possibilidade de ser seccionada. Os sobrepressores instalados eram de marca Aerzen GM150S, com potência unitária de 200 kW, dois com variação de velocidade, para regularização do caudal de ar em função das necessidades de oxigénio e o terceiro com arranque direto. Procedeu-se à alteração do arranque direto para variação de velocidade no terceiro sobrepressor (O. Silva *et al.*, 2013).

O funcionamento do arejamento dependia da época do ano, devido à afluência turística na zona onde está situada esta ETAR. De modo a verificar o rendimento e eficiência destes equipamentos nas condições operacionais existentes à época, foram realizadas medições de consumo energético, tendo-se concluído que para frequências abaixo dos 50 Hz havia uma diminuição do rendimento dos sobrepressores, diminuindo a sua eficiência energética. Assim, em casos em que a amplitude de caudais de ar necessários é muito ampla, como é o caso da instalação em causa dada a sazonalidade verificada, constata-se que é preferível a utilização de equipamentos de potências menores em período noturno e em época baixa, que funcionem mais próximo dos 50 Hz, mais eficientes e por consequência com um menor consumo energético (O. Silva *et al.*, 2013).

Por análise dos caudais médios diários de 2009 verificou-se que a instalação estava sobredimensionada para grande parte do ano, tendo-se constatado que, excetuando a segunda quinzena de junho, julho, agosto e a primeira quinzena de setembro, no resto do ano a ETAR poderia funcionar com apenas uma das valas de oxidação, com capacidade para 12 000 m<sup>3</sup>/dia (O. Silva *et al.*, 2013) (*vide* Figura 3.6).

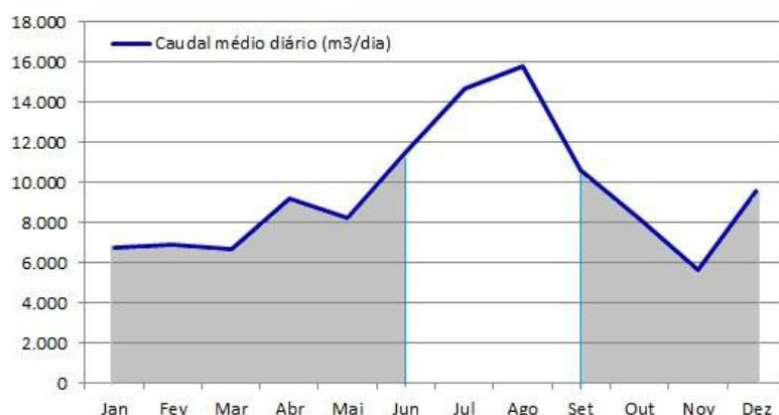


Figura 3.6: Perfil do caudal médio diário, base mensal, para o ano de 2009. Fonte: O. Silva *et al.* (2013)

Foi efetuada a análise dos caudais médios de ar ao longo do ano, para análise das diferentes opções de eficiência energética a adotar na instalação. Determinaram-se as necessidades típicas de caudal de ar ao longo do dia para o dia de menor e de maior consumo energético. Posteriormente estimaram-se as necessidades médias de oxigénio para o ano inteiro, tendo-se dividido o ano em três épocas distintas: época baixa, de novembro a abril; época intermédia, nos meses de maio, junho e outubro e época alta, nos meses de julho, agosto e setembro (O. Silva *et al.*, 2013).

Com base nas necessidades de arejamento estimaram-se perfis típicos diários de caudal de ar para as diferentes épocas do ano (*vide* Figura 3.7).

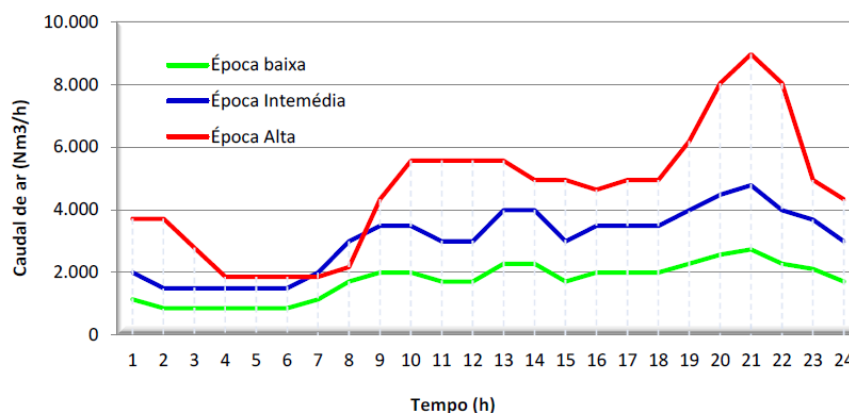


Figura 3.7: Perfis típicos diários de caudal de ar nas diferentes épocas do ano. Fonte: O. Silva *et al.* (2013)

Foi feita uma pré-seleção de sobressores, em que foram seleccionados equipamentos de menor potência e com eficiências nominais superiores aos equipamentos já instalados. Optou-se por sobressores Aerzen D 62 S, da série Delta Hybrid, 15% mais eficientes que os equipamentos de 200 kW existentes (O. Silva *et al.*, 2013).

Com base na análise efetuada foram colocados cinco cenários possíveis:

- Cenário 1: separação das condutas de insuflação de ar e manutenção dos equipamentos existentes, com um sobressor de 200 kW por linha, funcionando em função das necessidades de OD por linha, em vez da média das duas linhas;

- Cenário 2: separação das condutas de insuflação de ar e manutenção dos equipamentos existentes, com desativação de uma das linhas em época baixa, com um sobrepressor de 200 kW por linha, funcionando em função das necessidades de OD por linha, em vez da média das duas linhas;
- Cenário 3: separação das condutas de insuflação de ar e manutenção dos equipamentos existentes, com desativação de uma das linhas em época baixa e intermédia, com um sobrepressor de 200 kW por linha, funcionando em função das necessidades de OD por linha, em vez da média das duas linhas;
- Cenário 4: manutenção das condutas comuns de insuflação de ar, considerando um novo sobrepressor de 55 kW com variação de velocidade, com caudal de aspiração de 2 200 m<sup>3</sup>/h, funcionando conjuntamente com o equipamento de 200 kW existente, com desativação de uma das linhas em época baixa e intermédia;
- Cenário 5: manutenção das condutas comuns de insuflação de ar, considerando um novo sobrepressor de 90 kW com variação de velocidade, com caudal de aspiração de 3 400 m<sup>3</sup>/h, funcionando conjuntamente com o equipamento de 200 kW existente, com desativação de uma das linhas em época baixa e intermédia.

Foram analisados os diferentes cenários, tendo-se estimado os consumos energéticos para cada opção. Concluiu-se que o cenário 5 era o mais vantajoso do ponto de vista energético. Foi estimada uma diminuição do consumo energético da ordem dos 41% no arejamento, com uma diminuição global de consumo de energia de 18,5% na ETAR (O. Silva *et al.*, 2013).

A implementação da solução preconizada no cenário 5 foi concluída no final de outubro de 2011, com o funcionamento dos equipamentos em modo manual. No ano de 2012 verificou-se um consumo energético 19% inferior face ao ano de 2011 na ETAR de Vale Faro (O. Silva *et al.*, 2013).

Não foi possível apurar o investimento necessário a estas medidas de eficiência energética.

À data da elaboração desta comunicação, 2013, era ainda necessária a implementação da automação do sistema, estimando-se que os custos energéticos, após a conclusão dos trabalhos necessários, poderiam ser ainda mais reduzidos.



### 3.4 Variadores eletrónicos de velocidade em EG

No âmbito do Plano de Promoção para a Eficiência no Consumo de Energia Elétrica (PPEC), promovido pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), a ADENE – Agência para a Energia dinamizou duas medidas nas edições dos PPEC 2008 e PPEC 2009-2010, intituladas “Aplicação de Variadores Eletrónicos de Velocidade em Motores de Sistemas de Bombagem em Empresas Industriais” e “Aplicação de Variadores Eletrónicos de Velocidade (VEV) em Sistemas de Bombagem e Ventilação”, integradas no Programa GERE da ADENE (ADENE, n.d.-a, n.d.-b).

Estas medidas foram destinadas a sistemas de bombagem de ETA/ETAR e/ou outros afluentes líquidos na indústria transformadora, com posterior extensão também a sistemas de ventilação (ADENE, n.d.-a). Foram incluídas EG de AA e SAR (CAE 36 e 37).

No total das duas medidas referidas foram instalados 45 variadores eletrónicos de velocidade (VEV) em motores de bombagem em 17 EG (ADENE, 2014).

Tabela 3.3: Resumo da instalação de VEV nos PPEC 2008 e 2009-2010. Fonte: ADENE (2014)

	EG	VEV instalados (n.º)	Potência instalada (kW)	Horas de funcionamento (h)	Poupança energética (kWh)	Emissões evitadas (kgCO <sub>2</sub> e)
AA	15	39	1 253	199 382	1 901 964	893 923
SAR	2	6	700	58 920	1 080 783	507 968
Total	17	45	1 953	258 302	2 982 747	1 401 891

Quanto à potência instalada, variou entre os 8 e os 160 kW, com uma média de 43,4 kW e uma moda de 30 kW. As percentagens de poupança de energia variaram entre os 17 e os 72%, com uma média de 33% e uma moda de 25%. Em AA o número de horas de funcionamento variou entre as 3 200 e as 8 760h, com uma média de 5 538 h. Para SAR o número de horas de funcionamento variou entre as 5 000 e as 8 760 h, com uma média de 6 547 h.

Com base nos dados fornecidos pela ADENE, não foi possível estimar o investimento necessário à instalação destes 45 VEV em 17 EG.

Para além da diminuição dos consumos energéticos, a instalação de VEV permite a minimização dos picos de corrente e das pontas de potência dadas as suas características de arranque suave, minimizando os choques mecânicos no arranque dos motores das bombas e aumentando o tempo de vida útil dos grupos eletrobomba. Os equipamentos instalados permitem também a melhoria do fator de potência diminuindo a energia reativa na instalação, reduzindo a fatura energética (ADENE, n.d.-a).





### 3.5 Gestão de energia e ISO 50 001 nas Águas do Douro e Paiva

A Águas do Douro e Paiva, S.A. (AdDP) foi criada em 1996 e começou a sua atividade de exploração em 1998. Abastecia inicialmente água em alta a cinco municípios na região do Porto, tendo estendido a sua atividade a 21 municípios, por aquisição de infraestruturas de SMAS. Foram construídas novas infraestruturas de captação, tratamento, elevação e rede de transporte de água ao longo do tempo (Neves, Afonso & Freitas, 2013) (*vide* Tabela 3.4).

Tabela 3.4: Evolução do número de infraestruturas. Fonte: Neves, Afonso & Freitas (2013)

		1998	2002	2006	2010	2012
ETA	Unidades	1	4	4	4	5
Estações de cloragem	Unidades	1	5	8	8	10
EEAA	Unidades	3	16	24	26	29
Reservatórios	Unidades	5	17	27	31	32
Condutas adutoras	km	60	249	403	454	482

No início da atividade da empresa, as infraestruturas adquiridas aos diversos SMAS apresentavam deficiências de conservação e a capacidade instalada era insuficiente para satisfazer os consumos de água. Nesta fase, as grandes preocupações operacionais prendiam-se com a melhoria da eficácia no abastecimento de água, procurando evitar falhas de água nos clientes enquanto, paralelamente, se melhorava o estado de funcionamento dos equipamentos existentes e se integravam novas infraestruturas. O período de entrada em funcionamento de maior número de infraestruturas foi entre 1999 e 2004, onde se destaca a ETA de Lever, em 2000, a maior ETA da empresa (Neves *et al.*, 2013).

O consumo de energia acompanhou a tendência de crescimento de empresa e o seu custo sempre teve valores muito significativos na AdDP, da ordem dos vários milhões de euros (*vide* Figura 3.8).

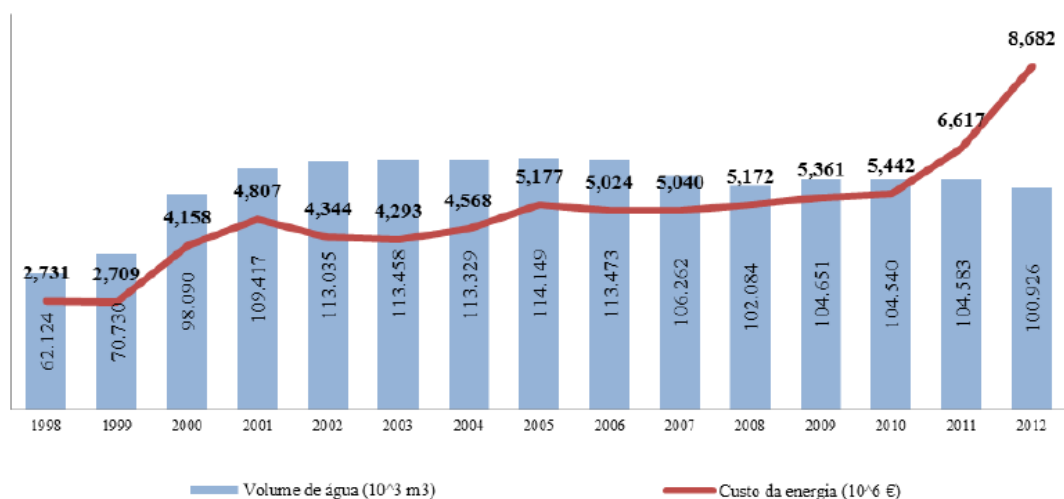


Figura 3.8: Evolução dos volumes de água vendidos e dos custos de energia. Fonte: Neves *et al.* (2013)

Verificou-se uma ligeira redução no volume de água vendida mas os custos de energia não cessaram de aumentar significativamente, devido aos aumentos tarifários conjugados com o agravamento da carga fiscal sobre a energia elétrica. Na AdDP este facto foi agravado com a perda, em julho de 2011, do Serviço de Interruptibilidade estabelecido com a Redes Energéticas Nacionais, S.A. (REN), que tinha permitido descontos na fatura energética de 676 000 € em 2010 e de 407 000 € nos primeiros sete meses de 2011. Com o aumento da fatura energética, a significância do preço da energia na estrutura de custos operacionais da empresa aumentou e, se em 2002 e 2003 era de 29%, em 2012 atingiu os 47% (Neves *et al.*, 2013).

Do consumo energético total na AdDP, 92% concentra-se em 10 instalações (vide Figura 3.9), onde se destacam a ETA de Lever e a EEAA de Lever Montante, que significam 62% do consumo energético, abastecidas em AT.

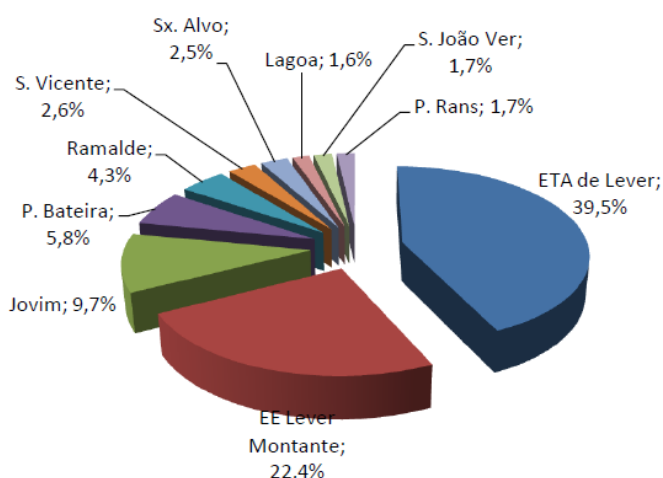


Figura 3.9: Principais instalações consumidoras de energia na AdDP. Fonte: Neves *et al.* (2013)

A elevação de água à saída da ETA e para o transporte de água ao longo da rede representa 96 % do consumo total de energia, em que apenas 4 % são consumidos na captação e tratamento de água. A bombagem é assim um uso significativo de energia onde a AdDP, numa política de melhoria contínua de eficiência energética, foca a sua atuação, com um acompanhamento permanente dos rendimentos da bombagem. Com base no indicador da ERSAR AA15 – Eficiência energética de estações elevatórias ( $\text{kWh}/\text{m}^3/100\text{m}$ ), é feito o controlo diário da eficiência dos grupos de bombagem das instalações mais importantes, conseguindo-se que a média entre 2008 e 2012 para este indicador fosse de  $0,36 \text{ kWh}/\text{m}^3/100\text{m}$  (Neves *et al.*, 2013).

A partir do momento em que a capacidade de reserva foi a suficiente para que não se pusesse em causa o normal abastecimento de água às populações, em setembro 2005, foi iniciada a prática de transferir a elevação de água para os períodos de vazio e super vazio. Estimou-se, ao tarifário à época, que a diminuição de custos seria da ordem dos 250 000 € no custo anual de energia. Em 2012, apenas 2 % do consumo energético era efetuado em horas de ponta (vide Figura 3.10), com 1 % em instalações de AT e 4 % em instalações em MT (Neves *et al.*, 2013).

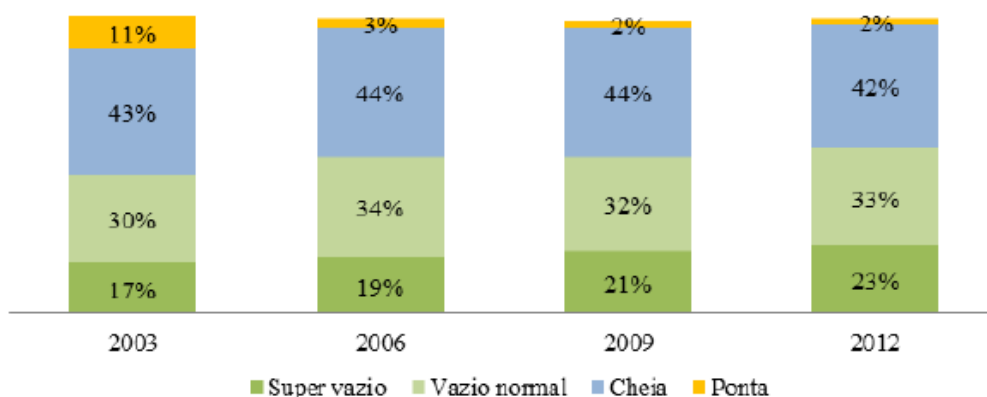


Figura 3.10: Distribuição do consumo de energia por período tarifário. Fonte: Neves *et al.* (2013)

À medida que a capacidade infraestrutural da empresa foi crescendo e ficando consolidada, foi também evoluindo o modelo de gestão de energia. Entre 1998 e 2002 a responsabilidade da gestão de energia estava afeta a um trabalhador a tempo parcial e cingia-se à otimização de preço da energia, pela supervisão e adequação dos contratos de fornecimento existentes no Sistema Elétrico de Serviço Público (SEP) e a algumas ações, pontuais, de eficiência energética (Freitas, Afonso, & Neves, 2014). Tomaram-se algumas medidas como a adesão, em 1999, para as instalações em AT, ao Serviço de Interruptibilidade e a ligação, em 2002, da EEAA de Lever Jusante à subestação da ETA de Lever, passando de MT para AT, com tarifários de energia mais vantajosos. Esta medida implicou um investimento de 270 000 € que foi amortizado em 1,5 anos. Foi também feita a beneficiação de bombas na EEAA de Jovim e a aplicação de variadores eletrónicos de velocidade na ETA do Ferro, em 2002 (Neves *et al.*, 2013).

No final de 2002, com as rotinas de exploração assimiladas pela organização, a AdDP equacionou a oportunidade de evoluir a gestão de energia da empresa para uma abordagem mais estruturada, com um modelo de gestão mais sistemático e integrador dos recursos da empresa. Foi efetuado um diagnóstico energético, que permitiu aferir o padrão de consumo da EG, identificados os aspetos a melhorar em relação ao modelo organizativo e procedimentos de gestão e definido um plano de ações para redução de custos, melhoria da eficiência energética e produção de energias renováveis. Em 2003, foi formalmente designado um gestor de energia a tempo inteiro e envolvidos todos os departamentos da empresa na gestão de energia, tendo passado a haver reuniões periódicas com as diferentes áreas operacionais e a área da engenharia (Neves *et al.*, 2013).

Paralelamente, nesse ano, a empresa certificou os seus sistemas de gestão de qualidade, ambiente, segurança no trabalho e responsabilidade social pelas normas ISO 9 001, ISO 14 001, OHSAS 18 001 e SA 8 000, criando uma cultura de melhoria contínua à qual a gestão de energia não foi alheia (Freitas *et al.*, 2014).

Ainda em 2003, a empresa começou a adquirir energia no mercado liberalizado, ao Sistema Elétrico Não Vinculado (SENV) e a partir de 2004 a fazer Concursos Públicos anuais para aquisição de energia em MT e AT. Devido à adesão ao Serviço de Interruptibilidade, o SEP foi apresentando sempre preços mais vantajosos que o SENV. No final da adesão, em 2011, a

compra de energia em AT passou para o mercado não regulado. Quanto à MT, sempre que os preços eram mais vantajosos a contratação de fornecimento de energia foi celebrada no SENV. A partir de 2011 o Grupo AdP começou a fazer a contratação da aquisição de energia de forma centralizada, através de concursos públicos que integram todas as empresas do grupo (Neves *et al.*, 2013).

Em 2007 a AdDP evoluiu para um sistema de monitorização de energia, com 108 analisadores de energia que recolhem dados a cada 15 minutos, o que permite visualizar e registar os consumos energéticos. O *software* deste sistema funciona em ambiente web e a informação recolhida é transmitida via Ethernet, por fibra ótica, propriedade da EG. Estão englobadas todas as instalações com que são grandes consumidoras de energia, sendo efetuada medição por etapa do processo ou grupo de bombagem nas mais importantes (Neves *et al.*, 2013) (*vide* Figura 3.11).

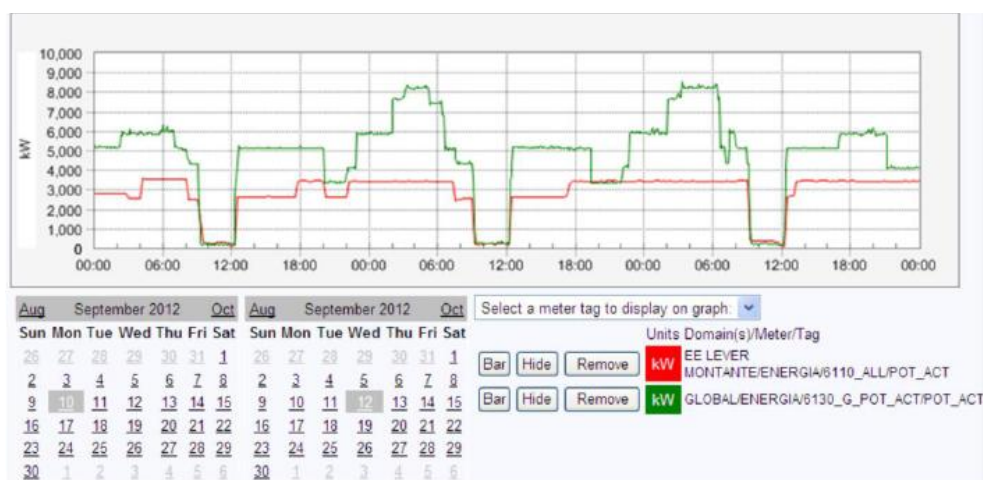


Figura 3.11: Diagrama de carga das duas instalações em AT. Fonte: Neves *et al.* (2013)

Em 2007 e 2008 foi feita a beneficiação de seis bombas da EEAA de Lever, com revestimento cerâmico, com um investimento de 522 000 €, em que os ganhos de rendimento foram de 12 % (Neves *et al.*, 2013).

Desde 2010 que esta EG é microprodutora de energia, através de 13 centrais fotovoltaicas com potências de 5kWp. Desde 2003 que foram efetuados estudos para integração de microturbinas nas condutas, o último realizado em 2011 pela AdP Energia, mas o projeto não avançou dada a baixa rentabilidade económica da solução (Neves *et al.*, 2013).

Ao longo do tempo foram implementadas diversas medidas de eficiência energética, tais como a substituição de motores por equipamentos com rendimento mais elevado (classe EFF1) em quatro EEAA, a aplicação de VEV em grupos de bombagem, num total de 30 VEV aplicados em 7 EEAA e, em Lever, a substituição de lâmpadas de balastro ferromagnético T8 por lâmpadas mais eficientes, T5 com balastro eletrónico. O investimento acumulado efetuado na implementação de medidas de eficiência energética ao longo do tempo atingiu os 2 150 000 €, a preços atualizados de 2013 (Neves *et al.*, 2013) (*vide* Figura 3.12)

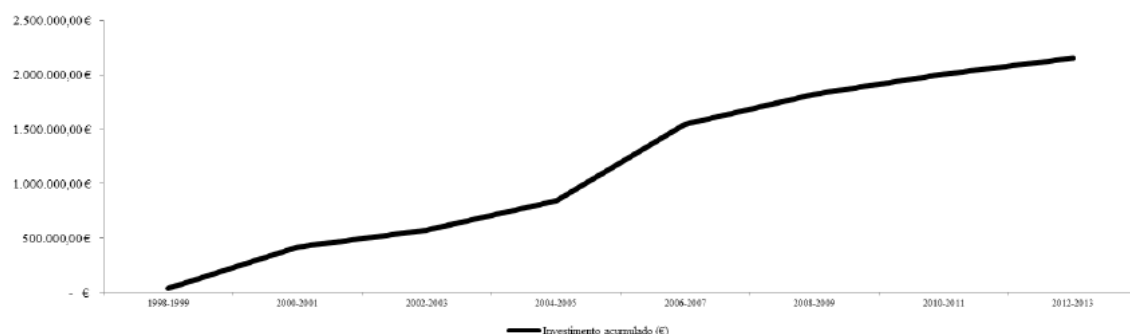


Figura 3.12: Investimento acumulado em medidas de eficiência energética. Fonte: Neves *et al.* (2013)

A ADENE premiou a AdDP em 2011 com o prémio “Empresa Mais Eficiente” no universo das 2 500 maiores empresas portuguesas, no âmbito da 1ª edição dos *Energy Efficiency Awards Portugal* (Neves *et al.*, 2013).

Em 2013, com vista à elaboração de novo plano de ações, foi efetuado novo estudo sobre eficiência energética que contemplou todas as ETA e EEAA e incluiu cinco auditorias energéticas às instalações consumidoras intensivas de energia no âmbito do SGCIE. Estas auditorias, conduzidas por entidades externas, concluíram que a gestão de energia era eficiente, que a operação e manutenção dos equipamentos era correta, que o sistema de monitorização era exato e proporcionava uma rápida correção dos desvios verificados e que os indicadores de desempenho energéticos eram corretos. Foi aconselhada a continuidade das medidas de eficiência energética, em concreto: a beneficiação de grupo eletrobomba por revestimento cerâmico, a manutenção dos sistemas de controlo e planos de manutenção em vigor, a substituição de lâmpadas fluorescentes por T8. Como prioridade, foi na altura identificada a necessidade de beneficiação das bombas das instalações CIE, num total de 17 equipamentos e com um investimento estimado em 378 000 € (Neves *et al.*, 2013).

A cultura de melhoria contínua na empresa, em que o ciclo PDCA faz parte da cultura da mesma, levou a que a AdDP, baseada nos resultados das auditorias e numa análise de *benchmarking* de modelos de gestão, efetuasse uma *gap analysis* para verificação da conformidade do seu SGE com a ISO 50 001 (Freitas *et al.*, 2014) (*vide* Figura 3.13).

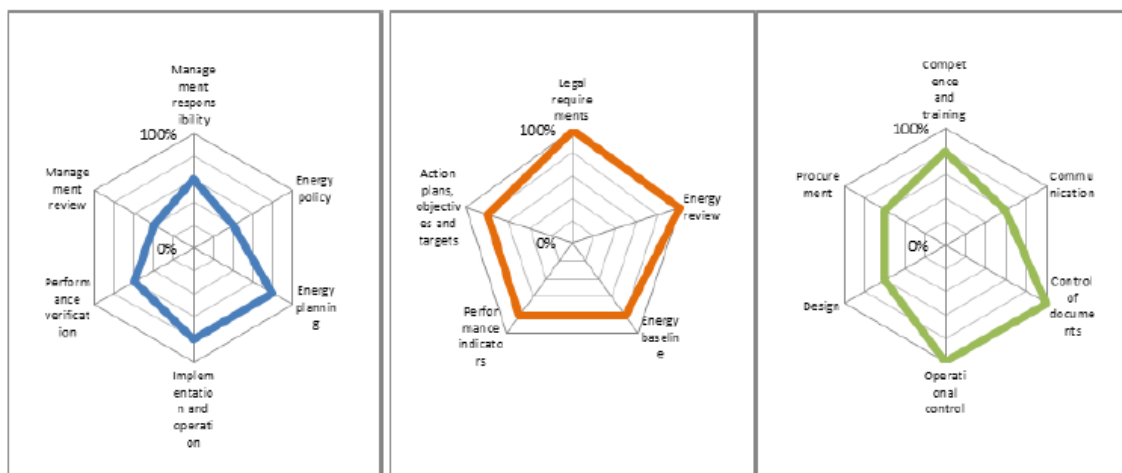


Figura 3.13: *Gap analysis* ISO 50 001. Fonte: Freitas, Afonso, & Neves (2014)

Com base nos resultados e após uma relação custo-benefício, a AdDP decidiu implementar a ISO 50 001. Foi dada formação a todos os departamentos da empresa em eficiência energética e sobre a norma, foi integrada a valência “Energia” no sistema integrado de gestão (ISO 9 001, ISO 14 001, OHSAS 18 001 e SA 8000) e calculado o consumo energético de referência (Freitas *et al.*, 2014).

Entretanto aconteceu a agregação dos sistemas multimunicipais de abastecimento de água, tendo a AdDP sido integrada nas Águas do Norte. Este facto não alterou o objetivo de certificar o SGE da empresa, que em dezembro de 2015 obteve a certificação das infraestruturas de maior consumo de energia da empresa, em Lever, pela SGS (Águas do Norte, 2016).

## **4 Considerações finais**

A importância do nexo água-energia nunca foi tão visível como nos tempos que vivemos, com o aumento da procura de água e da procura de energia e a importância com que estes dois fatores se revestem no desenvolvimento das sociedades modernas. Nos serviços de águas o nexo água-energia reveste-se de uma importância ainda maior, uma vez que a energia é um fator de produção essencial às atividades das EG. Com a escassez de água para produção de água para consumo humano e as maiores exigências no tratamento de águas residuais espera-se que o consumo de energia em EG venha a aumentar nos próximos anos. Associadas ao consumo de energia estão as emissões de GEE, que é necessário diminuir no presente cenário de alterações climáticas que importa mitigar. Paralelamente o custo da energia tem vindo a aumentar, o que coloca em causa a sustentabilidade financeira das EG. É necessário que as EG evoluam de uma lógica de eficácia para uma lógica de eficiência, minimizando o uso de recursos nas suas atividades, sem comprometer a qualidade do serviço público que prestam.

O aumento da carga fiscal e das tarifas na eletricidade em Portugal agravou a conjuntura de crise financeira que se instalou, acentuando a necessidade de medidas de eficiência energética nas EG, que têm na energia um dos principais gastos diretos.

Pela análise dos indicadores da ERSAR AA15ab para instalações elevatórias em AA e AR11ab para instalações elevatórias em SAR, é possível verificar que as EG em alta apresentam uma melhor eficiência energética que as EG em baixa, mesmo tendo havido algumas evoluções favoráveis entre 2011 e 2013 na baixa. Existe assim um expressivo potencial de melhoria da eficiência energética no país em particular nas EG em baixa. Verifica-se também que há mais EG a produzir energia. Existe igualmente um significativo potencial de produção de energia nas EG por fontes renováveis que pode ser utilizado na minimização da fatura energética e das emissões de GEE. Um exemplo pode ser o biogás, que pode tornar as instalações autossuficientes em termos energéticos ou pelo menos produzir uma grande parte da energia utilizada, ao mesmo tempo que é tratado um subproduto do tratamento de efluentes. Com o novo paradigma legislativo para a produção de energia, o número de unidades de produção para injeção na rede na totalidade deve tender a manter-se, pois os tarifários presentes não são tão apelativos como no anterior regime legislativo mas deve aumentar o número de unidades de produção para autoconsumo (UPAC), pois os custos com a eletricidade justificam cada vez mais esta opção.

Verifica-se que os usos mais significativos de energia em AA é a bombagem, com EG em que 100% da energia consumida se deve a esta operação. Em SAR o uso mais significativo de energia é o arejamento no tratamento biológico, seguido da bombagem.

A implementação de medidas de eficiência energética não pode ser feita de forma avulsa, tem de ser acompanhada de uma manutenção preventiva das instalações e da correta Gestão Patrimonial de Infraestruturas (GPI), caso contrário o investimento não tem o retorno desejado.

São elencadas diversas medidas para as diferentes operações e processos unitários nas EG, que permitem reduções significativas dos consumos energéticos. São referidas medidas para a redução de custos com redução de consumo energético e medidas em que apenas se reduz a fatura energética, como a redução de energia reativa e a gestão de tarifários. Estas não são medidas de eficiência energética, pois não diminuem os consumos de energia, devendo ser acompanhadas de medidas que minimizem os consumos.

Existem também medidas administrativas que as EG podem implementar a qualquer momento, que não necessitam de investimento para a sua aplicação e que podem ter retorno imediato.

A redução de perdas em sistemas de AA diminui os volumes a bombear, minimizando o consumo energético. A correta gestão de pressões nestes sistemas, além de diminuir as perdas permite que se mantenha a pressão de serviço e se possa diminuir a altura manométrica de bombagem, diminuindo o consumo energético nesta operação. A aplicação da metodologia de balanço energético apresentada pode ser utilizada para verificar o excesso de energia nos sistemas ou subsistemas em análise, apontando direções na melhoria da eficiência energética do sistema e deve ser utilizada de forma paralela às medidas de eficiência energética.

A implementação de um SGE pode revelar-se uma boa oportunidade de sistematização das ações de uma EG para melhorar o seu desempenho energético. Possibilita a integração com outros sistemas de gestão existentes na EG e implica um conhecimento aprofundado da organização. Permite a diminuição da fatura energética, aumentando a produtividade da EG e consolidando o planeamento de custos operacionais, contribuindo para a diminuição dos impactos ambientais decorrentes do uso de energia e para uma maior resiliência da organização face a fatores externos, pois faculta um planeamento detalhado da questão da energia na EG e um maior controlo operacional relacionado com os usos de energia. O uso de IDE, essencial num SGE, permite à EG uma visão da sua atividade e da performance do sistema de gestão implementado, potenciando a melhoria contínua do seu desempenho energético.

A adesão voluntária ao SGCIE, além de ser um requisito legal que muitas EG têm de cumprir, pode ser uma oportunidade para se fazer o levantamento de medidas a implementar e a sua análise custo-benefício. É também uma oportunidade para se poder usufruir da isenção do ISP e dos incentivos do FEE e das medidas preconizadas no PNAEE, além da melhoria do desempenho energético decorrente da aplicação deste sistema e subsequente minimização da fatura energética.

Os casos de estudo apresentados evidenciam que as medidas preconizadas e a produção de energia por fontes renováveis são já uma realidade em Portugal e que por vezes o investimento em medidas de eficiência energética pensadas ‘fora da caixa’ pode gerar retorno imediato ou a curto prazo, como se depreende do projeto “Porto gravítico” e da otimização do arejamento na ETAR de Vale Faro. Na AdDP a existência de um sistema de gestão de energia permitiu, mesmo com um investimento acumulado considerável, que os custos com energia não se tornassem ainda de maior escala.



Em síntese, a implementação de medidas de eficiência energética e de gestão de energia em serviços de águas permite melhorar a sustentabilidade financeira das EG e paralelamente a sua sustentabilidade ambiental, minimizando as emissões de GEE.

A tendência futura será olhar para as EG e para as suas atividades não como consumidoras de recursos ambientais e financeiros mas sim como locais de produção de recursos energéticos renováveis e de recursos materiais, pela recuperação de azoto e fósforo de águas residuais.



## 5 Referências bibliográficas

- AChEE. (2013). *Guía de Implementación de Sistema de Gestión de la Energía basada en ISO 50001*. (Agencia Chilena de Eficiencia Energética - AChEE, Ed.) (Tercera.). Santiago: AChEE. Retrieved from <http://guiaiso50001.cl/descarga-guia/> (acesso a 02/02/2016)
- ADENE. (n.d.-a). *Resultados da Aplicação de VEV 2008*. Lisboa.
- ADENE. (n.d.-b). *Resultados da Aplicação de VEV 2009-2010*. Lisboa.
- ADENE. (2014). *Resultados auditorias PPEC VEV 2008 e 2009-2010*. Lisboa.
- Agência de Energia do Porto. (2010). Projecto Porto Gravítico – abastecimento de água ao Porto por gravidade - Joaquim Poças Martins em entrevista. Retrieved March 11, 2016, from [http://adeporto.eu/fotos/editor2/03\\_porto\\_gravitico\\_\\_pocas\\_martins\\_em\\_entrevista.pdf](http://adeporto.eu/fotos/editor2/03_porto_gravitico__pocas_martins_em_entrevista.pdf)
- Águas do Norte. (2016). Águas do Norte obtém Certificação do Sistema de Gestão Energia. Retrieved March 11, 2016, from <http://www.adnorte.pt/pt/comunicacao/noticias/?id=69&idn=34>
- Águas do Planalto. (2011). Consórcio Spheraa/Luságua lança TERESA. Águas do Planalto.
- AIDA. (2014). *Sistema de Gestão Energética*. (AIDA, Ed.) (1ª ed.). Aveiro: AIDA.
- Albuquerque, C. F., & Lopes, N. F. (2009). *Energia Ativa e Reativa*. Itaipu-Paranapanema-Avaré: CERIPA.
- Alegre, H., Baptista, J. M., Cabrera, E. J., Cubillo, F., Duarte, P., Hirner, W., ... Parena, R. (2006). *Performance Indicators for Water Supply Services*. (H. Alegre, Ed.) (Second Ed.). London: IWA Publishing.
- Alegre, H., Hirner, W., Baptista, J. M., & Parena, R. (2004). *Indicadores de desempenho para serviços de abastecimento de água*. (IRAR & LNEC, Eds.) (Primeira e.). Lisboa: IRAR. Retrieved from <http://www.ersar.pt/website/ViewContent.aspx?SubFolderPath=\\Root\\Contents\\Sitio\\Menu Principal\\Documentacao\\PublicacoesIRAR&BookCategoryID=1&BookTypeID=3> (acesso a 31/05/2015)
- Åmand, L., Olsson, G., & Carlsson, B. (2013). Aeration control - A review. *Water Science and Technology*, 67(11), 2374–2398. doi:10.2166/wst.2013.139
- Barreto, M. P. (2013). Tratamento de Águas Residuais Urbanas por Sistemas de Membranas - Caso de Estudo da Águas do Mondego. In APDA (Ed.), *Encontro Nacional de Entidades Gestoras* (pp. 1–13). Coimbra: APDA.
- Brandt, M. J., Middleton, R. a, & Wang, S. (2011). *Energy Efficiency in the Water Industry: A Compendium of Best Practices and Case Studies. Proceedings of the Water ....* Retrieved from <http://www.ingentaconnect.com/content/wef/wefproc/2011/00002011/00000006/art00099> (acesso a 27/03/2014)

- Brandt, M., Middleton, R., Wheale, G., & Schulting, F. (2011). Energy Efficiency in the Water Industry, a Global Research Project. *Water Practice & Technology*, 6(2), 1–2. doi:10.2166/wpt.2011.028
- Cabrera, E., Pardo, M. a., Cobacho, R., & Cabrera, E. J. (2010). Energy Audit of Water Networks. *Journal of Water Resources Planning and Management*, 136(December), 669–677. doi:10.1061/(ASCE)WR.1943-5452.0000077
- Carlton, J. T., Parker, I. M., Simberloff, D., Lonsdale, W. M., Goodell, K., Wonham, M., ... Mooney, H. a. (2014). *UN World Water Development Report. UN World Water Development Report* (Vol. 1).
- Chudoba, P., Sardet, C., Palko, G., & Guibelin, E. (2011). Main Factors Influencing Anaerobic Digestion of Sludge and Energy Efficiency at Several Large WWTP in Central Europe, 8(2), 2–9.
- CODI. (2004). *Energia Reativa Excedente*. CODI.
- Coelho, B., Tavares, A., & Andrade-Campos, A. (2012). Analysis of diverse optimisation algorithms for pump scheduling in water supply systems. In *EngOpt 2012 – 3rd International Conference on Engineering Optimization* (pp. 1–11).
- Colombo, A. F., & Karney, B. W. (2002). Energy and Costs of Leaky Pipes: Toward Comprehensive Picture. *Journal of Water Resources Planning and Management*, 128(6), 441–450. doi:10.1061/(ASCE)0733-9496(2002)128:6(441)
- DGEG. (2015). *Estatísticas rápidas. Igarss 2014*. Lisboa.
- DHI. (2008). *Linking Water, Energy & Climate Change*.
- Duarte, P., Alegre, H., & Covas, D. I. C. (2008). Avaliação do Desempenho Energético em Sistemas de Abastecimento de Água. In *SEREA 2008* (pp. 1–17).
- EDP. (2011). *Manual de Ligações à Rede Elétrica do Serviço Público*. (EDP, Ed.). EDP.
- EPAL. (2015). *Controlo Ativo de Perdas de Água*. (F. S. Serranito & A. Donnelly, Eds.). Lisboa: EPAL.
- ERSAR. (2013). *RASARP 2012 Volume 3*. Lisboa. Retrieved from <http://www.ersar.pt/website/ViewContent.aspx?SubFolderPath=%5cRoot%5cContents%5cSitio%5cMenuPrincipal%5cDocumentacao%5cPublicacoesIRAR&BookCategoryID=1&BookTypeID=3> (acesso a 05/03/2014)
- ERSAR. (2014). *RASARP 2013 Volume 3*. Lisboa. Retrieved from <http://www.ersar.pt/website/ViewContent.aspx?SubFolderPath=%5cRoot%5cContents%5cSitio%5cMenuPrincipal%5cDocumentacao%5cPublicacoesIRAR&BookCategoryID=1&BookTypeID=3> (acesso a 19/03/2015)
- ERSAR. (2015a). *RASARP 2014 Volume 1*. Lisboa. Retrieved from <http://www.ersar.pt/website/ViewContent.aspx?SubFolderPath=%5cRoot%5cContents%5cSitio%5cMenuPrincipal%5cDocumentacao%5cPublicacoesIRAR&BookCategoryID=1&BookTypeID=3> (acesso a 19/01/2016)

- ERSAR. (2015b). *RASARP 2014 Volume 3*. Lisboa. Retrieved from <http://www.ersar.pt/website/ViewContent.aspx?SubFolderPath=%5cRoot%5cContents%5cSítio%5cMenuPrincipal%5cDocumentacao%5cPublicacoesIRAR&BookCategoryID=1&BookTypeID=3> (acesso a 19/01/2016)
- ERSE. (n.d.-a). Ciclo diário para BTN e BTE. Retrieved November 28, 2015, from <http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/periodoshorarios/Paginas/CiclodiarioformecBTEBTNpt.aspx>
- ERSE. (n.d.-b). Ciclo semanal opcional para MAT, AT e MT. Retrieved November 28, 2015, from <http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/periodoshorarios/Paginas/CicloopcionalesconsumidoresMATATMT.aspx>
- ERSE. (n.d.-c). Ciclo semanal para todos os fornecimentos. Retrieved November 28, 2015, from <http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/periodoshorarios/Paginas/CicloSemanalTodosFornecPtCont.aspx>
- ERSE. Despacho N.º 21496-A/99 (1999). Retrieved from <http://www.erse.pt/pt/legislacao/legislacao/attachments/853/resd9b1ab93038a432eac4dbf4c19cfee09.pdf> (acesso a 28/11/2015)
- ERSE. Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em Portugal Continental 2015 (2014).
- ERSE. (2015a). *Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais no Setor Elétrico*.
- ERSE. (2015b). *Resumo Informativo do Mercado Liberalizado - Eletricidade*. Retrieved from [http://www.erse.pt/pt/electricidade/liberalizacaodossector/informacaosobreomercadoliberalizado/2015/Comunicados/201512\\_ML\\_elec\\_ResInf.pdf](http://www.erse.pt/pt/electricidade/liberalizacaodossector/informacaosobreomercadoliberalizado/2015/Comunicados/201512_ML_elec_ResInf.pdf) (acesso a 26/02/2016)
- ERSE. Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em Portugal Continental em 2016 (2015). Retrieved from [http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/2016/Documents/PrecoSTVCFPTCont\\_2016.pdf](http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/2016/Documents/PrecoSTVCFPTCont_2016.pdf) (acesso a 16/01/2016)
- EWEN, & APEA. (2014). Metodologias de implementação de Sistema de Gestão de Energia (ISO 50001): importância da monitorização dos consumos de energia. In *Seminário de Formação Avançada "Sistemas de Monitorização dos Consumos de Energia e Integração com a Norma ISO 50001"* (pp. 1–37). Lisboa.
- Fernandes, R. (2014, January). Contrato corporativo conduz a uma poupança anual de 800 000 euros. *Águas Livres*, 9. Retrieved from <http://www.epal.pt/EPAL/docs/default-source/epal/newspaper-2014/2014/janeiro.pdf?sfvrsn=6> (acesso a 11/02/2016)
- Ferreira, M., Paula, I., & Malico, I. (2012). Biogas in Portugal: Status and public policies in a European context. *Energy Policy*, 43, 267–274. doi:10.1016/j.enpol.2012.01.003
- Freitas, I., Afonso, A., & Neves, J. Energy Efficiency in Water Supply: Evolution of an Energy Management System and its Improvement Through ISO 50001 – the Case-study of

- Águas do Douro e Paiva (2014).
- Gomes, H. P. (2009). *Sistemas de bombeamento - Eficiência energética*. (H. P. Gomes, Ed.) (Primeira.). João Pessoa: Editora Universitária UFPB.
- Grundfos. (2004). *Grundfos Industry Pump Handbook*.
- Gulbenkian Think Tank on Water and the Future of Humanity. (2014). *Water and the Future of Humanity - Revisiting Water Security*. (F. C. Gulbenkian, Ed.) (First.).
- Hoff, H. (2011). Understanding the Nexus. Background paper for the Bonn2011 Nexus Conference: In *Stockholm Environment Institute* (pp. 1–52).
- Iberdrola. (2012). Manual de Boas Práticas Energéticas. *Iberdrola*, 1–94. Retrieved from [http://www.iberdrola.pt/02sicb/gc/prod/pt\\_PT/aboutus/docs/MANUAL\\_BOAS\\_PRACTICAS.pdf](http://www.iberdrola.pt/02sicb/gc/prod/pt_PT/aboutus/docs/MANUAL_BOAS_PRACTICAS.pdf) (acesso a 25/11/2015)
- ISO. Atividades relativas aos serviços de abastecimento público de água e de gestão de águas residuais - Recomendações para a avaliação de desempenho e para a melhoria do serviço aos utilizadores (ISO 24510:2012), Pub. L. No. 24510 (2012). Portugal.
- ISO. Sistemas de gestão de energia Requisitos e linhas de orientação para a sua utilização (ISO 50001:2011), Pub. L. No. 50001 (2012). Portugal.
- Jenicek, P., Bartacek, J., Kutil, J., Zabranska, J., & Dohanyos, M. (2012). Potentials and limits of anaerobic digestion of sewage sludge: Energy self-sufficient municipal wastewater treatment plant? *Water Science & Technology*, 66(6), 1277–1281. doi:10.2166/wst.2012.317
- Jenicek, P., Kutil, OJ., Benes, O., Todt, V., Zabranska, J., & Dohanyos, M. (2013). Energy self-sufficient sewage wastewater treatment plants: is optimized anaerobic sludge digestion the key? *Water Science & Technology*, 68(8), 1739–1745. doi:10.2166/wst.2013.423
- Kumar, J. N. (2009). 6 th International Conference eemods ' 09 : Energy Efficiency in Motor Driven Systems (Vol. 1, pp. 14–17).
- Lambert, A., & Hirner, W. (2000). Losses from Water Supply Systems: Standard Terminology and Recommended Performance Measures. *IWA the Blue Pages, October*(3), 1–13.
- Lazić, a., Larsson, V., & Nordenborg, Å. (2012). Energy savings potential of new aeration system: Full scale trials. *Water Practice and Technology*, 7(4). doi:10.2166/wpt.2012.098
- Leite, P., Ferreira, F., Tentúgal Valente, L., & Vivas, E. (2011). Os Variadores De Velocidade Como Instrumentos De Optimização Energética Em Estações Elevatórias De Águas Residuais. In *11º Congresso da Água* (pp. 1–15).
- Leite, P., Vivas, E., Monteiro, P., & Tentúgal Valente, L. (2010). Planos de otimização energética de sistemas elevatórios de águas residuais. In *14º ENASB* (pp. 1–15).
- LNEC, & ERSAR. (2013). *Guia de avaliação da qualidade dos serviços de águas e resíduos prestados aos utilizadores - 2ª geração do sistema de avaliação*. (ERSAR, Ed.) (Segunda ed.). Lisboa: ERSAR. Retrieved from <http://www.ersar.pt/website/ViewContent.aspx?SubFolderPath=\Root\Contents\Sitio\Menu>

- Principal\Documentacao\Publicacoes\IRAR&BookCategoryID=1&BookTypeID=3 (acesso a 27/02/2014)
- Mamade, A., Loureiro, D., Covas, D., & Alegre, H. (2014). Energy auditing as a tool for improving service efficiency of water supply systems. *Procedia Engineering*, 89, 557–564. doi:10.1016/j.proeng.2014.11.478
- Mamade, A., Sousa, C., Marques, A., Loureiro, D., Alegre, H., & Covas, D. (2015). Energy auditing as a tool for outlining major inefficiencies: Results from a real water supply system. *Procedia Engineering*, 119(1), 1098–1108. doi:10.1016/j.proeng.2015.08.9441
- Martins, J. P., & Cunha, R. (2007). Projecto Porto Gravítico: Reformulação de um Sistema de Abastecimento de Água Centenário. In *2ªs Jornadas de Hidráulica, Recursos Hídricos e Ambiente* (pp. 69–73). Porto.
- Matos, R., Cardoso, A., Ashley, R., Duarte, P., Molinari, A., & Shulz, A. (2004). *Indicadores de Desempenho para Serviços de Águas Residuais* (Primeira e.). Lisboa: IRAR, LNEC. Retrieved from <http://www.ersar.pt/website/ViewContent.aspx?SubFolderPath=\Root\Contents\Sitio\Menu Principal\Documentacao\Publicacoes\IRAR&BookCategoryID=1&BookTypeID=3> (acesso a 31/05/2015)
- Miya Water. (n.d.). Industry Methodologies. Retrieved March 3, 2016, from <http://www.miya-water.com/facts-and-definitions/industry-methodology>
- Neves, J. V., Afonso, A., & Freitas, I. (2013). Evolução do modelo de Gestão de Energia e medidas de Eficiência Energética na Águas do Douro e Paiva, S.A. In APDA (Ed.), *Encontro Nacional de Entidades Gestoras* (pp. 1–11). Coimbra: APDA.
- Nowak, O., Keil, S., & Fimml, C. (2011). Examples of energy self-sufficient municipal nutrient removal plants. *Water Science & Technology*, 64(1), 1–7. doi:10.2166/wst.2011.625
- NYSERDA. (2010). *Water & Wastewater Energy Management Best Practices Handbook* (NYSERDA.).
- Olsson, G. (2012). ICA and me - A subjective review. *Water Research*, 46(6), 1585–1624. doi:10.1016/j.watres.2011.12.054
- Olsson, G. (2015). *Water and Energy - Threats and Opportunities* (Second.). London: IWA Publishing.
- Parente, T. (2013). Medidas de Eficiência Hídrica e Energética; Otimização Energética – Grupo AQUAPOR. In *Alterações climáticas - Escassez de Água e Eficiências Energética e Hídrica no Ciclo Urbano da Água* (pp. 1–21). Lisboa: APDA.
- Parente, T., & Oliveira, F. (2013). Eficiência energética na Águas do Vouga. In APDA (Ed.), *Encontro Nacional de Entidades Gestoras* (pp. 1–8). Coimbra: APDA.
- PENSAAR 2020. (2014a). *PENSAAR 2020, Vol. 1*.
- PENSAAR 2020. (2014b). *PENSAAR 2020, Vol. 2*.
- Portugal, G. de, FMI, BCE, & União Europeia. (2011). *Tradução do conteúdo do*

- “MEMORANDO DE ENTENDIMENTO SOBRE AS CONDICIONALIDADES DE POLÍTICA ECONÓMICA.” Lisboa. Retrieved from [http://www.portugal.gov.pt/media/371372/mou\\_pt\\_20110517.pdf](http://www.portugal.gov.pt/media/371372/mou_pt_20110517.pdf) (acesso a 02/03/2016)
- Puleo, V., Morley, M., Freni, G., & Savic, D. (2014). Multi-stage linear programming optimization for pump scheduling. *Procedia Engineering*, 70, 1378–1385. doi:10.1016/j.proeng.2014.02.152
- Quadros, S., Rosa, M. J., Alegre, H., & Silva, C. (2010). A performance indicators system for urban wastewater treatment plants. *Water Science and Technology*, 62(10), 2398–2407. doi:10.2166/wst.2010.526
- Rosso, D., Larson, L. E., & Stenstrom, M. K. (2008). Aeration of large-scale municipal wastewater treatment plants: State of the art. *Water Science and Technology*, 57(7), 973–978. doi:10.2166/wst.2008.218
- Rosso, D., Shaw, A. R., Garrido, M., Sobhani, R., & Asvapathanagul, P. (2014). *Framework for Energy Neutral Treatment for the 21 st Century through Energy Efficient Aeration*.
- Santos, A. (n.d.). Energia Reativa. Retrieved March 11, 2016, from [http://www.cenfim.pt/doc/boletins/energia\\_reativa.pdf](http://www.cenfim.pt/doc/boletins/energia_reativa.pdf)
- Scott, M. (2012). Water and energy security are two sides of the same coin. *Europe's World* 2012, (Summer), 90 – 107. Retrieved from [http://www.siwi.org/documents/Resources/news\\_articles/EW21water.pdf](http://www.siwi.org/documents/Resources/news_articles/EW21water.pdf) (acesso a 03/06/2015)
- Shi, C. Y. (2011). *Mass flow and energy efficiency of municipal wastewater treatment plants*.
- Silva, J. P. P. da. (2012). *Análise e desenvolvimento de aplicação de simulação e avaliação de tarifários de energia elétrica*. Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto.
- Silva, C., Ramalho, P., Rosa, M. J., Vieira, P., Quadros, S., & Alegre, H. (2010). Resultados preliminares da iniciativa nacional de avaliação de desempenho de ETA e ETAR urbanas - PAST21. In 14<sup>o</sup> ENASB (pp. 1–19).
- Silva, O., Bento, N., Primo, N., & Martins, A. (2013). Otimização do consumo energético associado ao sistema de arejamento da ETAR de Vale Faro. In APDA (Ed.), *Encontro Nacional de Entidades Gestoras* (pp. 1–18). Coimbra: APDA.
- Steyer, J. P., Bernard, O., Batstone, D. J., & Angelidaki, I. (2006). Lessons learnt from 15 years of ICA in anaerobic digesters. *Water Science & Technology*, 53(4-5), 25–33. doi:10.2166/wst.2006.107
- Stokes, J. R., Horvath, A., & Sturm, R. (2013). Water Loss Control Using Pressure Management: Life-cycle Energy and Air Emission Effects. *Environmental Science & Technology*, 47, 10771–10780.
- Svardal, K., & Kroiss, H. (2011). Energy requirements for waste water treatment. *Water Science & Technology*, 64(6), 1355. doi:10.2166/wst.2011.221
- Tchobanoglous, G., Burton, F. L., & Stensel, H. D. (2003). *Wastewater Engineering: treatment*



- and reuse/Metcalf & Eddy, Inc. (Internatio.). McGraw Hill.
- The International Geosphere–Biosphere Programme (IGBP). (2000). IGBP Newsletter 41. *Global Change Newsletter*, (41), 1–20. Retrieved from <http://www.igbp.net/publications/globalchangemagazine/globalchangemagazine/globalchangelettersno4159.5.5831d9ad13275d51c098000309.html> (acesso a 31/05/2015)
- Tsutiya, M. T. (2006). *Redução do Custo de Energia Elétrica em Sistemas de Abastecimento de Água*. (ABES, Ed.). ABES.
- USEPA. (2008). *Ensuring a Sustainable Future: An Energy Management Guidebook for Wastewater and Water Utilities*. (EPA, Ed.) (First.). EPA. Retrieved from <http://nepis.epa.gov/Exe/ZyNET.exe/P1003Y1G.TXT?ZyActionD=ZyDocument&Client=EPA&Index=2006+Thru+2010&Docs=&Query=&Time=&EndTime=&SearchMethod=1&TocRestrict=n&Toc=&TocEntry=&QField=&QFieldYear=&QFieldMonth=&QFieldDay=&IntQFieldOp=0&ExtQFieldOp=0&XmlQuery=&> (acesso a 31/05/2015)
- USEPA. (2010). *Evaluation of Energy Conservation Measures in Wastewater Treatment Facilities*. (USEPA, Ed.).
- USEPA. (2013). *Energy Efficiency in Water and Wastewater Facilities*. (USEPA, Ed.) U.S. Environmental Protection Agency. USEPA. Retrieved from <http://www3.epa.gov/statelocalclimate/documents/pdf/wastewater-guide.pdf> (acesso a 29/08/2015)
- Vieira, P., Alegre, H., Rosa, M. J., & Lucas, H. (2008). Drinking water treatment plant assessment through performance indicators. *Water Science and Technology: Water Supply*, 8(3), 245–253. doi:10.2166/ws.2008.068
- WBCSD. (2009). *Water , Energy and Climate Change: A contribution from the business community*. Water. Retrieved from [www.unwater.org/downloads/WaterEnergyandClimateChange.pdf](http://www.unwater.org/downloads/WaterEnergyandClimateChange.pdf) (acesso a 03/06/2015)
- Weiland, P. (2010). Biogas production: current state and perspectives. *Applied Microbiol. Biotechnol.*, 88, 849–860. doi:10.1007/s00253-009-2246-7
- WssTP. (2011). Water and Energy - Strategic vision and research needs, (September).



## 6 Anexos

### 6.1 Anexo 1: Indicadores de desempenho energético para SGE

Esta lista teve como base os manuais da International Water Association (IWA) de indicadores de desempenho (ID) e informação de contexto (IC) para EG de AA e SAR, publicados em 2006 (Alegre *et al.*, 2006) e 2004 (Matos *et al.*, 2004), este último publicado pela ERSAR. Foi complementada com IDE específicos para ETA e ETAR provenientes de diversos artigos que propõem sistemas de indicadores de desempenho para estas instalações concretas, em que se incluem IDE. Foram igualmente propostos alguns indicadores que não constam da literatura mas que se julgou útil incluir. Aconselha-se que o período de avaliação seja de um ano, o que coincide com as auditorias ao SGE mas, de modo a não perder o controlo sobre a melhoria do desempenho energético da EG, alguns indicadores podem ser utilizados para períodos de avaliação menores, desde que se tenha em conta as condicionantes e sazonalidade inerente às atividades de AA e SAR e se tenha prudência quer nas comparações internas, quer nas externas. Como a norma ISO 50 001 também refere explicitamente as questões da manutenção e das calibrações de medidores como vetores necessários à melhoria do desempenho energético das organizações, foram igualmente incluídos ID relativos a estas áreas. Muitos dos indicadores são relativos a questões operacionais mas alguns são dirigidos à gestão de topo e à intendência que esta necessita exercer sobre a performance do SGE. Esta lista não pretende ser exaustiva mas meramente exemplificativa de IDE que possam vir a ser utilizados pelas EG. A literatura consultada é explícita na definição de cada IDE.

#### 6.1.1 Indicadores de desempenho energético para sistemas de AA

- Potência de bombagem utilizada na rede de abastecimento (%): percentagem da capacidade máxima de bombagem, que pode ser usada simultaneamente, que é realmente usada

Definido por Alegre *et al.* (2006), com o Código IWA Ph4, este indicador físico mede a capacidade residual de bombagem do sistema para o dia de máximo consumo energético. O denominador deve entrar em linha de conta exclusivamente com a capacidade de bombagem instalada, incluindo a de reserva, que pode ser simultaneamente utilizada em cada EEAA (Alegre *et al.*, 2006)

É dado por:

$$Ph4 = \frac{D2}{C7 \times 24} \times 100$$

em que:

D2 – Consumo energético máximo diário para bombeamento (kWh)

C7 – Capacidade máxima de bombagem instalada (kW)

Pode ser calculado para EEAA individualmente. Na literatura não constam valores de referência.

- Consumo energético normalizado ou eficiência energética de instalações elevatórias (kWh/m<sup>3</sup>/100m): consumo energético médio para bombagem no sistema para 1m<sup>3</sup> com altura manométrica de 100 m

Definido em Alegre *et al.* (2006) e em LNEC & ERSAR (2013), com o Código IWA Ph5 e com o Código ERSAR AA15ab, este indicador físico e de qualidade de serviço consiste na quantidade média de energia consumida por m<sup>3</sup> elevado a uma altura manométrica de 100 m. Destina-se a avaliar o nível de sustentabilidade ambiental do serviço em termos da eficiência na utilização de recursos energéticos, em sistemas em alta e em baixa (LNEC & ERSAR, 2013).

É o inverso da eficiência média de bombeamento do grupo. O valor mínimo teórico, correspondente a rendimentos do motor e da bomba de 100%, é de 0,27 kWh/m<sup>3</sup> x 100 (LNEC & ERSAR, 2013).

É dado por:

$$AA15ab = \frac{dAA26ab}{dAA27ab}$$

em que:

dAA26ab – Consumo de energia para bombeamento (kWh/ano)

dAA27ab – Fator de uniformização (m<sup>3</sup>/ano x 100 m)

O consumo de energia para bombeamento é dado pela soma do consumo real de energia de todo o equipamento de bombeamento de água do sistema, incluindo captações e excluindo sistemas de bombagem de clientes, e deve ser determinado a partir dos contadores de consumo de energia (LNEC & ERSAR, 2013).

O fator de uniformização tem de ser calculado para todas as bombas do sistema e é dado pelo somatório do fator de uniformização de todas as instalações elevatórias, calculado por:

$$dAA27ab = \frac{\sum_{i=1}^n V_i \times h_i}{100}$$

em que:

V<sub>i</sub> - Volume bombeado pela instalação elevatória i (m<sup>3</sup>)

h<sub>i</sub> - Altura manométrica da instalação elevatória i (m)

Por instalação elevatória deve entender-se um grupo eletrobomba ou um conjunto de grupos instalados em paralelo, com a mesma altura de elevação; para as bombas com variação significativa da altura manométrica ao longo do período de referência, pode ser necessário subdividir este período num número limitado de intervalos de tempo. Podem ser desprezadas bombas de pequenas dimensões se estas forem insignificantes no grau de confiança do fator de uniformização (LNEC & ERSAR, 2013). Pode ser calculado individualmente por EEAA, permitindo *benchmarking* interno. Pode ser utilizado para períodos inferiores a um ano, mas é necessário cuidado especial na interpretação de resultados quando usado em comparações internas e externas (Alegre *et al.*, 2006).

Os valores de referência são (LNEC & ERSAR, 2013):

Qualidade do serviço boa [0,27; 0,40] (eficiências médias entre 68 e 100%)

Qualidade do serviço mediana [0,40; 0,54] (eficiências médias entre 50 e 68%)

Qualidade do serviço insatisfatória [0,54; +∞] (eficiências médias inferiores a 50%)

- Consumo de energia reativa (%): percentagem do consumo energético total para bombagem que corresponde a consumo de energia reativa

Definido por Alegre *et al.* (2006), com o Código IWA Ph6, este indicador físico, também citado em ISO, 2012a, mede a quantidade de energia reativa consumida face ao consumo energético total para bombeamento, no período de avaliação em sistemas em alta e em baixa.

É dado por:

$$Ph6 = \frac{D4}{D1} \times 100$$

em que:

D1 = dAA26ab – Consumo de energia para bombeamento (kWh)

D4 – Consumo de energia reativa (kVAr)

Este quociente é adimensional, uma vez que kWh e kVAr são equivalentes. Pode ser utilizado para períodos inferiores a um ano (Alegre *et al.*, 2006) mas deve ter-se em conta a sazonalidade associada ao AA. Pode ser calculado individualmente por EEAA e não deve incluir o consumo energético de sistemas de bombagem de clientes. Deve estar o mais perto possível de zero pela instalação de baterias de condensadores (*vide* 2.4.8).

- Recuperação de energia (%): percentagem do consumo total de energia para bombeamento que é recuperada pelo uso de turbinas ou bombas reversíveis

Definido por Alegre *et al.* (2006), com o Código IWA Ph7, este indicador físico mede a energia recuperada pelo uso de turbinas ou bombas reversíveis, no período de avaliação, face ao consumo energético total para bombeamento no sistema.

É dado por:

$$Ph7 = \frac{D5}{D1} \times 100$$

em que:

D5 – Energia recuperada (Wh)

D1 = dAA26ab – Consumo de energia para bombeamento (kWh)

Pode ser utilizado para períodos inferiores a um ano (Alegre *et al.*, 2006) mas deve ter-se em conta a sazonalidade associada ao AA. Na literatura não constam valores de referência. Não deve incluir o consumo energético de sistemas de bombagem de clientes.

- Custos com eletricidade (%): percentagem dos custos correntes correspondente a energia elétrica

Definido por Alegre *et al.* (2006), com o Código IWA Fi10, este indicador financeiro mede a fração de custos correntes relativa à aquisição de energia elétrica, no período de referência.

É dado por:

$$Fi10 = \frac{G11}{G5} \times 100$$

em que:

G11 – Custos com energia elétrica (€), onde se incluem os edifícios, oficinas, iluminação, etc

G5 – Custos correntes (€)

Pode ser utilizado para períodos inferiores a um ano e para sistemas em alta e em baixa. Na literatura não constam valores de referência.

- Produção própria de energia (%): percentagem de energia consumida que é produzida pela EG nos sistemas de AA

Definido em LNEC & ERSAR (2013), sem código, este indicador, dito de perfil de sistema, dá uma ideia da dimensão de energia consumida que é produzida internamente pela EG nas instalações afetas ao serviço de AA, no período de referência. Pode ser calculado para instalações concretas, ETA, EEAA ou outras.

É dado por:

$$\text{Produção própria de energia} = \frac{dAA28ab}{dAA29ab} \times 100$$

em que:

dAA28ab – Produção própria de energia (kWh/ano)

dAA29ab – Consumo de energia (kWh/ano)

O consumo de energia, dAA29ab, deve ser calculado considerando apenas a energia consumida na rede de abastecimento e nas instalações de tratamento. A energia consumida na forma de combustíveis fósseis deve ser convertida em kWh. Na literatura não constam valores de referência.

- Consumo específico de energia por volume de água bombeada (kWh/m<sup>3</sup>): consumo de energia por cada m<sup>3</sup> de água bombeada no sistema

Proposto por Duarte, Alegre & Covas (2008), este indicador, dá o consumo energético afeto a cada m<sup>3</sup> de água bombeada no sistema.

É dado por:

$$C_{\text{específico bombeamento}} = \frac{dAA26ab}{V_{\text{água bombeada}}}$$

em que:

dAA26ab – Consumo de energia para bombeamento (kWh)

V<sub>água bombeada</sub> – volume de água bombeada no sistema (m<sup>3</sup>)

Pode ser utilizado por EG em alta e em baixa. Segundo Olsson (2015), citando Carlton *et al.* (2014), este valor situa-se entre 0,05 e 0,24 kWh/m<sup>3</sup>. Idealmente será mínimo.

- Consumo específico de energia por volume de água faturada (kWh/m<sup>3</sup>): consumo de energia por cada m<sup>3</sup> de água faturada

Adaptado de Duarte *et al.* (2008), este indicador permite determinar a quantidade de energia incorporada em cada m<sup>3</sup> de água faturada no sistema.

É dado por:

$$C_{\text{específico}} = \frac{\text{Consumo energético}}{V_{\text{água faturada}}}$$

em que:

Consumo energético – Consumo energético total da EG, incluindo edifícios, oficinas, etc. (kWh)

V<sub>água faturada</sub> – Volume de água faturada pela EG (m<sup>3</sup>)

Pode ser utilizado por EG em alta e em baixa. Na literatura não existem valores de referência.

- Consumo para bombeamento em horas de ponta (%): percentagem do consumo energético para bombeamento que é efetuado em horas de ponta

Adaptado de Duarte *et al.* (2008), este indicador indica a forma como está a ser efetuada a gestão de tarifários de eletricidade na EG.

É dado por:

$$\%_{\text{horas de ponta}} = \frac{C_{\text{horas de ponta}}}{dAA26ab} \times 100$$

em que:

C<sub>horas de ponta</sub> – consumo energético para bombeamento em horas de ponta (kWh)

dAA26ab – consumo energético para bombeamento (kWh)

Pode ser utilizado por EG em alta e em baixa. Pode ser calculado para EEAA individualmente. Pode ser calculado para períodos inferiores a um ano mas deve ter-se em conta a sazonalidade associada ao AA. Idealmente será próximo de zero.

- Consumo para bombeamento em horas de cheia (%): percentagem do consumo energético para bombeamento que é efetuado em horas de cheia

Adaptado de Duarte *et al.* (2008), este indicador, indica a forma como está a ser efetuada a gestão de tarifários de eletricidade na EG.

É dado por:

$$\%_{\text{horas de cheia}} = \frac{C_{\text{horas de cheia}}}{dAA26ab} \times 100$$

em que:

C<sub>horas de cheia</sub> – consumo energético para bombeamento em horas de cheia (kWh)

dAA26ab – consumo energético para bombeamento (kWh)

Pode ser utilizado por EG em alta e em baixa. Pode ser calculado para EEAA individualmente. Pode ser calculado para períodos inferiores a um ano mas deve ter-se em conta a sazonalidade associada ao AA. Idealmente será mínimo.

- Consumo para bombeamento em horas de vazio/super vazio (%): percentagem do consumo energético para bombeamento que é efetuado em horas de vazio e de super vazio

Adaptado de Duarte *et al.* (2008), este indicador indica a forma como está a ser efetuada a gestão de tarifários de eletricidade na EG.

É dado por:

$$\%_{\text{horas de vazio/super vazio}} = \frac{C_{\text{horas de vazio/super vazio}}}{dAA26ab} \times 100$$

em que:

$C_{\text{horas de vazio/super vazio}}$  – consumo energético para bombeamento em horas de vazio/super vazio (kWh)

$dAA26ab$  – consumo energético para bombeamento (kWh)

Pode ser utilizado por EG em alta e em baixa. Pode ser calculado para EEAA individualmente. Pode ser calculado para períodos inferiores a um ano mas deve ter-se em conta a sazonalidade associada ao AA. Idealmente será próximo de 100%.

- Preço médio do kWh para bombeamento (€): preço, em Euros, do kWh utilizado para bombeamento

Este indicador, proposto, dá uma ideia do preço médio que a EG paga por cada kWh utilizado para bombeamento.

É dado por:

$$\text{Preço médio do kWh para bombeamento} = \frac{\sum_{i=1}^n (C_i \times \text{Tarifa}_i)}{dAA26ab}$$

em que:

$C_i$  – Consumo energético no contrato  $i$  (kWh)

$\text{Tarifa}_i$  – Tarifa aplicada no contrato  $i$  (€)

$dAA26ab$  – Consumo energético para bombeamento (kWh)

Deve ser calculado para cada uma das tarifas - ponta, cheias, vazio e super vazio. Pode ser utilizado por EG em alta e em baixa. Idealmente deve ser mínimo.

- Preço médio do kWh (€): preço, em Euros, do kWh utilizado

Este indicador, proposto, dá o preço médio que a EG paga por cada kWh utilizado na totalidade do sistema.

É dado por:



$$\text{Preço médio do kWh} = \frac{G11}{\text{Consumo energético}}$$

em que:

G11 – Custos com eletricidade (€), onde se incluem os edifícios, oficinas, iluminação, etc

Consumo energético – Consumo energético total da EG, incluindo edifícios, oficinas, etc. (kWh)

Pode ser utilizado por EG em alta e em baixa. Idealmente deve ser mínimo.

- Custo de energia por m<sup>3</sup> de água bombeada (€/m<sup>3</sup>): custo, em Euros, da energia utilizada para bombeamento por m<sup>3</sup> de água bombeada

Adaptado de Duarte *et al.* (2008), este indicador, dá os custos associados à energia por m<sup>3</sup> de água bombeada.

É dado por:

$$\text{Custo energético}_{\text{m}^3 \text{ de água bombeada}} = \frac{dAA26ab \times \text{Preço médio do kWh para bombeamento}}{V_{\text{água bombeada}}}$$

em que:

dAA26ab – Consumo energético para bombeamento (kWh)

Preço médio do kWh para bombeamento – preço médio do kWh utilizado para bombeamento (€)

V<sub>água bombeada</sub> – Volume de água bombeada (m<sup>3</sup>)

- Custo de energia por m<sup>3</sup> de água faturada (€/m<sup>3</sup>): custo, em Euros, da energia utilizada por cada m<sup>3</sup> de água faturada

Adaptado de Duarte *et al.* (2008), este indicador, dá os custos associados à energia incorporados em cada m<sup>3</sup> de água faturada no sistema.

É dado por:

$$\text{Custo energético}_{\text{m}^3 \text{ de água faturada}} = \frac{G11}{V_{\text{água faturada}}}$$

em que:

G11 – Custos com eletricidade (€), onde se incluem os edifícios, oficinas, iluminação, etc

V<sub>água faturada</sub> – Volume de água faturada (m<sup>3</sup>)

Na literatura não constam valores de referência mas deve ser mínimo.

### 6.1.2 Indicadores de desempenho energético para ETA

- Consumo energético por volume de água tratada (kWh/m<sup>3</sup>): consumo energético associado a cada m<sup>3</sup> de água tratada na ETA

Proposto por Vieira, Alegre, Rosa & Lucas (2008), com o Código RU3, este indicador, relativo ao domínio “Uso de recursos naturais e matérias-primas”, dá a energia necessária associada a 1 m<sup>3</sup> de água tratada.

É dado por:

$$RU3 = \frac{\text{Consumo energético}}{V_{\text{água tratada}}}$$

em que:

Consumo energético – consumo energético da ETA (kWh)

V<sub>água tratada</sub> – volume de água tratada na ETA (m<sup>3</sup>)

Segundo USEPA (2013), os valores para os Estados Unidos da América (EUA) variam entre os 0,026 e os 4,23 kWh/m<sup>3</sup> de água tratada. De acordo com Olsson (2015), citando Lingsten *et al.* (2008), os valores na Suécia variam entre 0,01 e os 0,72 kWh/m<sup>3</sup>, com uma média de 0,12 kWh/m<sup>3</sup> e uma mediana de 0,16 kWh/m<sup>3</sup>. Em C. Silva *et al.* (2010) são dados valores, para 10 ETA, de percentil 25-percentil 75 de 0,05 – 0,44 kWh/m<sup>3</sup>.

Estes valores dependem fortemente da tecnologia utilizada e da qualidade da água bruta a tratar mas este indicador permite comparações do desempenho energético da ETA.

- Custos com energia elétrica (%): percentagem de custos correntes relativos ao consumo de energia elétrica

Proposto por Vieira *et al.* (2008), com o Código Fi4, este indicador, relativo ao domínio “Recursos económicos e financeiros”, dá a percentagem de custos correntes da ETA afetos ao consumo de energia elétrica nas instalações da mesma.

É dado por:

$$Fi4 = \frac{\text{Custos com energia elétrica}}{\text{Custos correntes}} \times 100$$

em que:

Custos com energia elétrica – Custos relativos a energia elétrica (€)

Custos correntes – Custos correntes da ETA (€)

Na literatura não constam valores de referência.

- Interrupções da operação da ETA devidas a falha de energia (h/ano): número de horas que a ETA não funcionou ou funcionou com abastecimento elétrico de emergência devido a falha no abastecimento de energia

Proposto por Vieira *et al.* (2008), com o Código ER34, este indicador, relativo ao domínio “Fiabilidade da ETA” dá o número de horas em que a ETA não funcionou ou funcionou com

abastecimento elétrico de emergência devido a falhas no abastecimento de energia, no período de avaliação.

É dado por:

$$ER34 = \frac{H_{\text{sem funcionamento}} \times 365}{P_{\text{avaliação}}}$$

em que:

$H_{\text{sem funcionamento}}$  – Número de horas em que a ETA não funcionou ou funcionou com abastecimento elétrico de emergência devido a falha no abastecimento de energia (h)

$P_{\text{avaliação}}$  – Período de avaliação (ano)

Pode ser utilizado para períodos inferiores a um ano, correndo-se o risco de se revelar pouco significativo ou nulo. Deve ser próximo de zero.

- Autonomia energética (%): percentagem da potência instalada na ETA garantida pelo sistema de abastecimento elétrico de emergência

Proposto por Vieira *et al.* (2008), com o Código ER35, este indicador, relativo ao domínio “Fiabilidade da ETA”, dá a percentagem da potência instalada na ETA que é garantida pelo sistema de abastecimento elétrico de emergência, isto é, pelo gerador de emergência instalado.

É dado por:

$$ER35 = \frac{P_{\text{gerador}}}{P_{\text{instalada na ETA}}} \times 100$$

em que:

$P_{\text{gerador}}$  – Potência do sistema de abastecimento elétrico de emergência (kW)

$P_{\text{instalada na ETA}}$  – Potência total do equipamento instalado na ETA (kW)

O sistema de abastecimento elétrico de emergência deve possuir a potência necessária ao funcionamento da ETA sem comprometer a qualidade da água tratada na mesma. Na literatura não constam valores de referência.

### 6.1.3 Outros indicadores de desempenho úteis ao SGE em AA

- Tempo total de formação (horas/empregado/ano): horas de formação por empregado e por ano

Definido em Alegre *et al.* (2006), com o Código IWA Pe19 e proposto por Vieira *et al.* (2008), com o Código Pe4, este indicador dito de “Recursos humanos” dá o tempo total de formação por empregado, a tempo inteiro, afeto ao AA ou à ETA, em cada ano.

É dado por:

$$Pe19 = \frac{B18 \times 365}{\frac{H1}{B1}}$$

em que:

B18 – Tempo de formação (hora)

H1 – Duração do período de avaliação (dia)

B1 – Número de empregados a tempo inteiro (n.º)

Pode ser utilizado para períodos inferiores a um ano, mas é necessário cuidado especial na interpretação de resultados quando usado em comparações internas e externas (Alegre *et al.*, 2006). Na literatura não constam valores de referência.

- Grau de automação do sistema (%): percentagem de unidades de controlo automático face ao número de unidades de controlo existentes na data de referência

Definido em Alegre *et al.* (2006), com o Código IWA Ph14, este indicador físico dá a percentagem de unidades de controlo automático face ao número total de unidades de controlo existentes no sistema na data de referência.

É dado por:

$$Ph14 = \frac{C16}{C15} \times 100$$

em que:

wC16 – Unidades de controlo automático (n.º)

wC15 – Unidades de controlo (n.º)

- Grau de controlo remoto do sistema (%): percentagem de unidades de controlo remoto face ao número de unidades de controlo existentes na data de referência

Definido em Alegre *et al.* (2006), com o Código IWA Ph15, este indicador físico dá a percentagem de unidades de controlo remoto face ao número total de unidades de controlo existentes no sistema na data de referência.

É dado por:

$$Ph15 = \frac{C17}{C15} \times 100$$

em que:

C17 – Unidades de controlo remoto (n.º)

C15 – Unidades de controlo (n.º)

- Inspeção de grupos eletrobomba (-/ano): potência de eletrobombas inspecionada num ano face ao total de potência instalada

Definido por Alegre *et al.* (2006), com o Código IWA Op1 e proposto por Vieira *et al.* (2008), com o Código ER22, este indicador operacional, dito também de “Fiabilidade” para ETA, dá a potência de grupos eletrobomba inspecionados num ano face à potência total de grupos eletrobomba instalada.

É dado por:

$$Op1 = \frac{\frac{D6 \times 365}{H1}}{C6}$$

em que:

D6 – Potência de grupos eletrobomba inspecionados (kW)

H1 – Período de avaliação (dia)

C6 – Potência de grupos eletrobomba instalados (kW)

Recomenda-se que este indicador não seja utilizado para períodos de avaliação inferiores a um ano, pois pode levar a conclusões erradas. Se não for possível evitar um período de avaliação mais curto deve ter-se especial cuidado na interpretação de resultados. Nesse caso devem ser evitadas comparações externas (Alegre *et al.*, 2006). Na literatura não constam valores de referência mas deve ser máximo, assegurando a manutenção preventiva necessária ao bom funcionamento dos equipamentos.

- Calibração de medidores de caudal (-/ano): número de medidores de caudal do sistema calibrados num ano face ao número total de medidores de caudal existentes no sistema

Definido em Alegre *et al.* (2006), com o Código IWA Op7 e proposto por Vieira *et al.* (2008), com o Código ER27, este indicador operacional dá o número de medidores de caudal do sistema ou da ETA sujeitos a calibração num ano, face ao número total de medidores de caudal existente no sistema ou na ETA, permanentes ou temporários.

É dado por:

$$Op7 = \frac{\frac{D12 \times 365}{H1}}{C10}$$

em que:

D12 – Medidores de caudal do sistema calibrados (n.º)

H1 – Período de avaliação (dia)

C10 – Total de medidores de caudal existente no sistema (n.º)

Recomenda-se que este indicador não seja utilizado para períodos de avaliação inferiores a um ano, pois pode levar a conclusões erradas. Se não for possível evitar um período de avaliação

mais curto deve ter-se especial cuidado na interpretação de resultados. Nesse caso devem ser evitadas comparações externas (Alegre *et al.*, 2006). Na literatura não constam valores de referência mas deve ser máximo, assegurando a manutenção preventiva necessária ao bom funcionamento dos equipamentos.

- Calibração de manómetros (-/ano): número de manómetros do sistema calibrados num ano face ao número total de manómetros existente no sistema.

Definido em Alegre *et al.* (2006), com o Código IWA Op9, este indicador operacional dá o número de manómetros do sistema sujeitos a calibração num ano, face ao número total de manómetros existente no sistema.

É dado por:

$$Op9 = \frac{D13 \times 365}{\frac{H1}{C12}}$$

em que:

D13 – Manómetros do sistema calibrados (n.º)

H1 – Período de avaliação (dia)

C12 – Total de manómetros do sistema (n.º)

Recomenda-se que este indicador não seja utilizado para períodos de avaliação inferiores a um ano, pois pode levar a conclusões erradas. Se não for possível evitar um período de avaliação mais curto deve ter-se especial cuidado na interpretação de resultados. Nesse caso devem ser evitadas comparações externas (Alegre *et al.*, 2006). Na literatura não constam valores de referência mas deve ser máximo, assegurando a manutenção preventiva necessária ao bom funcionamento dos equipamentos.

- Inspeção de sistemas de abastecimento elétrico de emergência (-/ano): potência de sistemas de abastecimento elétrico de emergência inspecionados num ano face à potência total de sistemas de abastecimento elétrico de emergência

Definido em Alegre *et al.* (2006), com o Código IWA Op12 e proposto em Vieira *et al.* (2008) com o Código ER23, este indicador operacional dá a potência de sistemas de abastecimento elétrico de emergência inspecionada num ano, face à potência total de equipamentos de abastecimento elétrico de emergência existentes no sistema.

É dado por:

$$Op12 = \frac{D16 \times 365}{\frac{H1}{C18}}$$

em que:

D16 – Potência de equipamentos de abastecimento elétrico de emergência inspecionada (kW)

H1 – Período de referência (dia)

C18 – Potência de equipamentos de abastecimento elétrico de emergência instalada no sistema (kW)

Recomenda-se que este indicador não seja utilizado para períodos de avaliação inferiores a um ano, pois pode levar a conclusões erradas. Os valores anuais devem idealmente ser analisados contando com vários anos e não isoladamente. Se não for possível evitar um período de avaliação mais curto deve ter-se especial cuidado na interpretação de resultados. Nesse caso devem ser evitadas comparações externas (Alegre *et al.*, 2006). Na literatura não constam valores de referência mas deve ser máximo, assegurando a manutenção preventiva necessária ao bom funcionamento dos equipamentos.

- Inspeção de equipamentos de transmissão de sinal (-/ano): número de equipamentos de transmissão de sinal inspecionados num ano face ao número total de equipamentos de transmissão de sinal

Definido em Alegre *et al.* (2006), com o Código IWA Op13, este indicador operacional dá o número de equipamentos de transmissão de sinal inspecionados num ano face ao número total de equipamentos de transmissão de sinal existentes no sistema.

É dado por:

$$\text{Op13} = \frac{\frac{D17 \times 365}{H1}}{C19}$$

em que:

D17 – Equipamentos de transmissão de sinal inspecionados (n.º)

H1 – Período de avaliação (dia)

C19 – Equipamentos de transmissão de sinal existentes no sistema (n.º)

Recomenda-se que este indicador não seja utilizado para períodos de avaliação inferiores a um ano, pois pode levar a conclusões erradas. Se não for possível evitar um período de avaliação mais curto deve ter-se especial cuidado na interpretação de resultados. Nesse caso devem ser evitadas comparações externas (Alegre *et al.*, 2006). Na literatura não constam valores de referência mas deve ser máximo, assegurando a manutenção preventiva necessária ao bom funcionamento dos equipamentos.

- Inspeção de quadros elétricos (-/ano): número de quadros elétricos inspecionados num ano face ao número total de quadros elétricos

Definido em Alegre *et al.* (2006), com o Código IWA Op14, este indicador operacional dá o número de quadros elétricos inspecionados num ano face ao número total quadros elétricos existentes no sistema.

É dado por:

$$\text{Op14} = \frac{\frac{D18 \times 365}{H1}}{C20}$$

em que:

D18 – Quadros elétricos inspecionados (n.º)

H1 – Período de avaliação (dia)

C20 – Quadros elétricos existentes no sistema (n.º)

Recomenda-se que este indicador não seja utilizado para períodos de avaliação inferiores a um ano, pois pode levar a conclusões erradas. Se não for possível evitar um período de avaliação mais curto deve ter-se especial cuidado na interpretação de resultados. Nesse caso devem ser evitadas comparações externas (Alegre *et al.*, 2006). Na literatura não constam valores de referência mas deve ser máximo, assegurando a manutenção preventiva necessária ao bom funcionamento dos equipamentos.

- Recuperação de grupos eletrobomba (%/ano): potência de grupos eletrobomba sujeita a recuperação num ano face à potência total de grupos eletrobomba instalados

Definido em Alegre *et al.* (2006), com o Código IWA Op21, este indicador operacional dá a potência de grupos eletrobomba recuperada num ano face à potência total de grupos eletrobomba existentes no sistema.

É dado por:

$$\text{Op21} = \frac{\frac{D25 \times 365}{H1}}{C6}$$

em que:

D25 – Potência nominal dos grupos eletrobomba recuperados (kW)

H1 – Período de avaliação (dia)

C6 – Potência total dos grupos eletrobomba instalados (kW)

Recomenda-se que este indicador não seja utilizado para períodos de avaliação inferiores a um ano, pois pode levar a conclusões erradas. Os valores anuais devem idealmente ser analisados contando com vários anos e não isoladamente. Se não for possível evitar um período de avaliação mais curto deve ter-se especial cuidado na interpretação de resultados. Nesse caso devem ser evitadas comparações externas (Alegre *et al.*, 2006). Na literatura não constam valores de referência mas deve ser o suficiente para assegurar o bom funcionamento dos sistemas de bombeamento e a melhoria do desempenho energético da EG.

- Grupos eletrobomba substituídos (%/ano): potência de grupos eletrobomba sujeita a substituição num ano face à potência total de grupos eletrobomba instalados

Definido em Alegre *et al.* (2006), com o Código IWA Op22, este indicador operacional dá a potência de grupos eletrobomba substituída num ano face à potência total de grupos eletrobomba existentes no sistema.

É dado por:

$$\text{Op22} = \frac{\frac{D26 \times 365}{H1}}{C6}$$



em que:

D26 – Potência de grupos eletrobomba substituída (kW)

H1 – Período de avaliação (dia)

C6 - Potência total dos grupos eletrobomba instalados (kW)

Recomenda-se que este indicador não seja utilizado para períodos de avaliação inferiores a um ano, pois pode levar a conclusões erradas. Os valores anuais devem idealmente ser analisados contando com vários anos e não isoladamente. Se não for possível evitar um período de avaliação mais curto deve ter-se especial cuidado na interpretação de resultados. Nesse caso devem ser evitadas comparações externas (Alegre *et al.*, 2006). Na literatura não constam valores de referência mas deve ser o suficiente para assegurar o bom funcionamento dos sistemas de bombeamento e a melhoria do desempenho energético da EG.

- Falhas de bombagem (dias/bomba/ano): dias de falha de bombagem por bomba e por ano

Definido em Alegre *et al.* (2006), com o Código IWA Op30, este indicador operacional dá o número de dias em que a bomba esteve avariada, face ao número total de bombas.

É dado por:

$$Op30 = \frac{\frac{D27 \times 365}{H1}}{C4}$$

em que:

D27 – Falhas de bombagem (dia)

H1 – Período de avaliação (dia)

C4 – Número de total de bombas na data de referência (n.º)

Recomenda-se que este indicador não seja utilizado para períodos de avaliação inferiores a um ano, pois pode levar a conclusões erradas. Se não for possível evitar um período de avaliação mais curto deve ter-se especial cuidado na interpretação de resultados. Nesse caso devem ser evitadas comparações externas (Alegre *et al.*, 2006). Na literatura não constam valores de referência mas deve ser mínimo.

- Falhas de abastecimento elétrico (horas/estação elevatória x ano): número de horas em que cada estação esteve fora de serviço devido a falhas no fornecimento de energia durante o período de referência

Definido em Alegre *et al.* (2006), com o Código IWA Op34, este indicador operacional pretende traduzir o tempo em que as estações elevatórias estão fora de serviço por falhas de abastecimento elétrico, independentemente da fonte de energia (normal ou de emergência). O período que uma estação elevatória funciona alimentada por um gerador de emergência não deve ser considerado como falha, pois este indicador pretende medir o desempenho da entidade gestora e não do distribuidor de energia elétrica. (Alegre *et al.*, 2006)

É dado por:

$$Op34 = \frac{\frac{D31 \times 365}{H1}}{C5}$$

em que:

D31 – Falhas de abastecimento elétrico (horas)

H1 – Duração do período de referência (dia)

C5 – Número de EEAA (n.º)

Recomenda-se que este indicador não seja calculado para períodos inferiores a um ano porque os valores obtidos podem induzir em erros de interpretação. Se o período de referência utilizado for inferior ao ano, as comparações internas devem ser feitas com prudência e devem ser evitadas comparações externas (Alegre, Hirner, Baptista & Parena, 2004)

- Inspeção de meios filtrantes (n.º/filtro/ano): número de inspeções a meios filtrantes por filtro e por ano

Proposto por Vieira *et al.* (2008), com o Código ER26, este indicador dito de “Fiabilidade” dá o número de inspeções por filtro na ETA e por ano

É dado por:

$$ER26 = \frac{\frac{\text{Número de inspeções}_{MF} \times 365}{\text{Período de referência}}}{\text{Número de filtros}}$$

em que:

Número de inspeções<sub>MF</sub> – Número de inspeções a meios filtrantes (n.º)

Período de referência – Duração do período de referência (dia)

Número de filtros – Número total de meios filtrantes existentes na ETA

#### 6.1.4 Indicadores de desempenho energético para sistemas de SAR

- Potência de bombagem utilizada no sistema de drenagem (%): percentagem da potência de bombagem instalada na rede de drenagem efetivamente utilizada

Definido em Matos *et al.* (2004), com o Código IWA wPh8, este indicador físico mede a percentagem da potência instalada na rede de bombagem que é efetivamente utilizada, não incluindo as bombas de emergência.

É dado por:

$$wPh8 = \frac{wD15}{wC10 \times wH1 \times 24} \times 100$$

em que:

wD15 – Energia consumida nas bombas na rede de drenagem (kWh)

wC10 – Potência nominal de bombeamento na rede de drenagem (kW)

wH1 – Duração do período de referência (dia)

Pode ser calculado para períodos inferiores a um ano mas nesse caso tanto as comparações externas como internas à EG devem ser feitas com prudência (Matos *et al.*, 2004). Na literatura não constam valores de referência.

- Utilização da capacidade de bombagem do sistema de drenagem (%): percentagem de EEAR onde as bombas funcionam mais de 75% do tempo no período de referência face ao número de EEAR existente

Definido em Matos *et al.* (2004), com o Código IWA wPh10, este indicador físico dá a percentagem de EEAR em que as bombas funcionam mais de 75% do tempo no período de referência face ao número de EEAR existente no sistema de drenagem

É dado por:

$$wPh10 = \frac{wC11}{wC9} \times 100$$

em que:

wC11 – Número de EEAR em que as bombas operam mais de 75% do tempo durante o período de referência (n.º)

wC9 – Número de EEAR (n.º)

Não devem ser tidas em conta as bombas instaladas em ETAR. Pode ser calculado para períodos inferiores a um ano mas, nesse caso, as comparações internas ou externas à EG devem ser feitas com prudência (Matos *et al.*, 2004). Na literatura não constam valores de referência.

- Eficiência energética de instalações elevatórias (kWh/m<sup>3</sup>/100m): consumo energético médio para bombagem no sistema para 1m<sup>3</sup> com altura manométrica de 100 m

Definido em LNEC & ERSAR (2013), com o Código ERSAR AR11ab, este indicador físico e de qualidade de serviço consiste na quantidade média de energia consumida por m<sup>3</sup> elevado a

uma altura manométrica de 100 m. Destina-se a avaliar o nível de sustentabilidade ambiental do serviço em termos da eficiência na utilização de recursos energéticos, em sistemas em alta e em baixa (LNEC & ERSAR, 2013).

É o inverso da eficiência média de bombeamento do grupo. O valor mínimo teórico, correspondente a rendimentos do motor e da bomba de 100%, é de  $0,27 \text{ kWh/m}^3 \times 100$  (LNEC & ERSAR, 2013).

É dado por:

$$AR11ab = \frac{dAR29ab}{dAR30ab}$$

em que:

dAR29ab – Consumo de energia para bombeamento (kWh/ano)

dAR30ab – Fator de uniformização ( $\text{m}^3/\text{ano} \times 100 \text{ m}$ )

O consumo de energia para bombeamento é dado pela soma do consumo real de energia de todo o equipamento de bombeamento de água residual do sistema e deve ser determinado a partir dos contadores de consumo de energia. Devem ser consideradas as elevações à entrada das estações de tratamento, desde que seja possível individualizar o consumo de energia da estação elevatória (LNEC & ERSAR, 2013).

O fator de uniformização tem de ser calculado para todas as bombas do sistema e é dado pelo somatório do fator de uniformização de todas as instalações elevatórias, calculado por:

$$dAR30ab = \frac{\sum_{i=1}^n V_i \times h_i}{100}$$

em que:

$V_i$  - Volume bombeado pela instalação elevatória  $i$  ( $\text{m}^3$ )

$h_i$  - Altura manométrica da instalação elevatória  $i$  (m)

Por instalação elevatória deve entender-se um grupo eletrobomba ou um conjunto de grupos instalados em paralelo, com a mesma altura de elevação; para as bombas com variação significativa da altura manométrica ao longo do período de referência, pode ser necessário subdividir este período num número limitado de intervalos de tempo. Podem ser desprezadas bombas de pequenas dimensões se estas forem insignificantes no grau de confiança do fator de uniformização. Devem ser consideradas as elevações à entrada das estações de tratamento, desde que seja possível individualizar o consumo de energia da estação elevatória (LNEC & ERSAR, 2013). Pode ser calculado individualmente por EEAA, permitindo *benchmarking* interno.

Os valores de referência são (LNEC & ERSAR, 2013):

Qualidade do serviço boa [0,27; 0,45] (eficiências médias entre 60 e 100%)

Qualidade do serviço mediana [0,45; 0,68] (eficiências médias entre 40 e 60%)

Qualidade do serviço insatisfatória [0,68; +∞] (eficiências médias inferiores a 40%)

- Custos de energia elétrica (%): percentagem dos custos correntes que corresponde a energia elétrica

Definido em Matos *et al.* (2004), com o Código IWA wFi13, este indicador financeiro mede a fração de custos correntes relativa à aquisição de energia elétrica, no período de referência.

É dado por:

$$wFi13 = \frac{wG11}{wG6} \times 100$$

em que:

wG11 – Custo de energia elétrica (€)

wG6 – Custos correntes (€)

Pode ser calculado para períodos inferiores a um ano mas deve-se ter especial atenção quando é utilizado em comparações, quer internas quer externas (Matos *et al.*, 2004)

- Produção própria de energia (%): percentagem de energia consumida que é produzida pela EG nos sistemas de SAR

Definido em LNEC & ERSAR (2013), sem código, este indicador, dito de perfil de sistema, dá uma ideia da dimensão de energia consumida que é produzida internamente pela EG nas instalações afetas ao serviço de SAR, no período de referência. Pode ser calculado para instalações concretas, ETAR ou outras.

É dado por:

$$\text{Produção própria de energia} = \frac{dAR27ab}{dAR28ab} \times 100$$

em que:

dAR27ab – Produção própria de energia (kWh/ano)

dAR28ab – Consumo de energia (kWh/ano)

Deve ser considerada a energia produzida internamente pela entidade gestora, incluindo processos de valorização energética, por exemplo, através de cogeração, da utilização de painéis de energia solar, ou de outros processos. No consumo de energia, dAR28ab Deve apenas ser considerada a energia consumida na rede de drenagem e nas instalações de tratamento. A energia consumida na forma de combustíveis fósseis deve ser convertida em kWh. Na literatura constam diversos valores de referência, feita a otimização de processos de produção de biogás que fazem com que haja ETAR autossuficientes.

- Consumo específico de energia por volume de água bombeada (kWh/m<sup>3</sup>): consumo de energia por cada m<sup>3</sup> de água bombeada no sistema

Proposto, este indicador, dá o consumo energético afeto a cada m<sup>3</sup> de água bombeada no sistema.

É dado por:

$$C_{\text{específico bombeamento}} = \frac{dAR29ab}{V_{\text{água bombeada}}}$$

em que:

dAR29ab – Consumo de energia para bombeamento (kWh)

$V_{\text{água bombeada}}$  – volume de água bombeada no sistema ( $m^3$ )

Pode ser utilizado por EG em alta e em baixa. Segundo Olsson (2015), citando Griffiths-Sattenspiel & Wilson (2009) e Apostolidis (2010), este valor situa-se entre 0,18 e 1,2 kWh/ $m^3$  para os EUA, sendo de 0,01 a 0,5 kWh/ $m^3$  para a Austrália. Idealmente será mínimo.

- Consumo específico de energia por volume de água tratada (kWh/ $m^3$ ): consumo de energia por cada  $m^3$  de água residual tratada

Adaptado de Duarte *et al.* (2008), este indicador permite determinar a quantidade de energia incorporada em cada  $m^3$  de água residual tratada no sistema.

É dado por:

$$C_{\text{específico}} = \frac{\text{Consumo energético}}{V_{\text{água tratada}}}$$

em que:

Consumo energético – Consumo energético total da EG, incluindo edifícios, oficinas, etc. (kWh)

$V_{\text{água tratada}}$  – Volume de água residual tratada pela EG ( $m^3$ )

Pode ser utilizado por EG em alta e em baixa. Na literatura não existem valores de referência.

- Preço médio do kWh para bombeamento (€): preço, em Euros, do kWh utilizado para bombeamento

Este indicador, proposto, dá uma ideia do preço médio que a EG paga por cada kWh utilizado para bombeamento.

É dado por:

$$\text{Preço médio do kWh para bombeamento} = \frac{\sum_{i=1}^n (C_i \times \text{Tarifa}_i)}{dAR29ab}$$

em que:

$C_i$  – Consumo energético no contrato i (kWh)

$\text{Tarifa}_i$  – Tarifa média aplicada no contrato i (€)

dAR29ab – Consumo energético para bombeamento (kWh)

Tem de se entrar em linha de conta com os ciclos semanais e/ou diários das tarifas. Pode ser utilizado por EG em alta e em baixa. Idealmente deve ser mínimo.

- Preço médio do kWh (€): preço, em Euros, do kWh utilizado

Proposto, este indicador, dá o preço médio que a EG paga por cada kWh utilizado na totalidade do sistema.

É dado por:

$$\text{Preço médio do kWh} = \frac{wG11}{\text{Consumo energético}}$$

em que:

wG11 – Custos com eletricidade (€), onde se incluem os edifícios, oficinas, iluminação, etc

Consumo energético – Consumo energético total da EG, incluindo edifícios, oficinas, etc. (kWh)

Pode ser utilizado por EG em alta e em baixa. Idealmente deve ser mínimo.

- Custo de energia por m<sup>3</sup> de água bombeada (€/m<sup>3</sup>): custo, em Euros, da energia utilizada para bombeamento por m<sup>3</sup> de água bombeada

Adaptado de Duarte *et al.* (2008) para EG de SAR, este indicador, dá os custos associados à energia por m<sup>3</sup> de água bombeada.

É dado por:

$$\text{Custo energético}_{\text{m}^3 \text{ de água bombeada}} = \frac{dAR29ab \times \text{Preço médio do kWh para bombeamento}}{V_{\text{água bombeada}}}$$

em que:

dAR29ab – Consumo energético para bombeamento (kWh)

Preço médio do kWh para bombeamento – preço médio do kWh utilizado para bombeamento (€)

V<sub>água bombeada</sub> – Volume de água bombeada (m<sup>3</sup>)

- Consumo de energia reativa (%): percentagem do consumo energético total para bombagem que corresponde a consumo de energia reativa

Adaptado de Alegre *et al.* (2006), este indicador físico, também citado em ISO (2012a), mede a quantidade de energia reativa consumida face ao consumo energético total para bombeamento, no período de avaliação em sistemas em alta e em baixa.

É dado por:

$$\% \text{ Energia reativa} = \frac{\text{Energia}_{\text{reativa}}}{dAR29ab} \times 100$$

em que:

dAR29ab – Consumo de energia para bombeamento (kWh)

Energia<sub>reativa</sub> – Consumo de energia reativa (kVAr)

Este quociente é adimensional, uma vez que kWh e kVAr são equivalentes. Pode ser utilizado para períodos inferiores a um ano (Alegre *et al.*, 2006) mas deve ter-se em conta a sazonalidade associada ao SAR. Pode ser calculado individualmente por EEAR e ETAR. Deve estar o mais perto possível de zero pela instalação de baterias de condensadores (*vide* 2.4.8).

### 6.1.5 Indicadores de desempenho energético para ETAR

- Potência de bombagem utilizada em ETAR (%): percentagem da potência de bombagem instalada na ETAR efetivamente utilizada

Este indicador, definido em Matos *et al.* (2004), com o Código IWA wPh9, mede a percentagem da potência de bombagem instalada em ETAR que é efetivamente utilizada, incluindo as bombas na entrada das ETAR.

É dado por:

$$wPh9 = \frac{wD14}{wC5 \times wH1 \times 24} \times 100$$

em que:

wD14 – Energia consumida nas bombas nas instalações de tratamento (kWh)

wC5 – Potência de bombeamento nas ETAR (kW)

wH1 – Duração do período de referência (dia)

Pode ser calculado para períodos inferiores a um ano mas deve ter-se em conta a sazonalidade inerente ao SAR, pelo que as comparações internas ou externas à EG devem ser feitas com prudência (Matos *et al.*, 2004). Na literatura não constam valores de referência.

- Consumo de energia em instalações de tratamento (kWh/e.p./ano): consumo de energia em ETAR, por equivalente populacional e por ano

Este indicador operacional, definido por Matos *et al.* (2004), com o Código IWA wOp18, dá o consumo energético associado ao tratamento de águas residuais por equivalente populacional conectado à ETAR, em cada ano.

É dado por:

$$wOp18 = \frac{\frac{wD13 \times 365}{wH1}}{wE5}$$

em que:

wD13 – Consumo de energia no tratamento (kWh)

wH1 – Duração do período de referência (dia)

wE5 – Equivalente de população que é servido pela instalação de tratamento

Nas instalações de tratamento incluem-se os sistemas de tratamento local. A energia associada à incineração de lamas não deve ser contabilizada. Pode ser calculado para períodos inferiores a um ano mas deve ter-se em conta a sazonalidade inerente ao SAR, pelo que as comparações internas ou externas à EG devem ser feitas com prudência (Matos *et al.*, 2004). Este valor depende fortemente da tecnologia utilizada e da carga afluente à ETAR. Para o grupo Águas de Portugal, segundo Barreto (2013), o valor médio é de 80,4 kWh/e.p./ano, com o mínimo de 4,79 kWh/e.p./ano para lagoas de macrófitas de fluxo vertical (LM-FV) e um máximo de 299,55 kWh/e.p./ano para *Membrane Bio Reactor* (MBR).



- Recuperação de energia a partir de processos de cogeração (%): percentagem de energia produzida por cogeração, num ano, face à energia consumida em ETAR

Este indicador operacional, definido em Matos *et al.* (2004), com o Código IWA wOp19, dá a percentagem de energia produzida por processos de cogeração em ETAR, face à energia consumida em ETAR, num ano.

É dado por:

$$wOp19 = \frac{wD17}{wD13} \times 100$$

em que:

wD17 – Energia produzida por processos de cogeração (kWh)

wD13 – Energia consumida em ETAR (kWh)

Pode ser calculado para períodos inferiores a um ano mas as comparações internas ou externas à EG devem ser feitas com prudência (Matos *et al.*, 2004). Idealmente é próximo de 100%.

- Automação do processo (%): percentagem de bombas de recirculação em ETAR com controlo automático

Proposto por Quadros, Rosa, Alegre & Silva (2010), com o Código wtER27, este indicador dito de “Eficiência e fiabilidade” dá a percentagem de bombas de recirculação na ETAR com controlo automático.

É dado por:

$$wtER27 = \frac{\text{Bombas de recirculação com CA}}{\text{Bombas de recirculação}} \times 100$$

em que :

Bombas de recirculação com CA – Bombas de recirculação na com controlo automático (n.º)

Bombas de recirculação – Bombas de recirculação existentes na ETAR (n.º)

- Inspeção de bombas (n.º/(bomba x ano)): número de inspeções por bomba em ETAR por ano

Proposto por Quadros *et al.* (2010), com o Código wtER33.1, este indicador dito de “Eficiência e fiabilidade” dá o número de inspeções por bomba e por ano.

É dado por:

$$wtER33.1 = \frac{\frac{\text{Inspeções de bombas} \times 365}{\text{Período de avaliação}}}{\text{Número de bombas}}$$

em que:

Inspeções de bombas – Número de inspeções a bombas realizadas (n.º)

Período de avaliação – Duração do período de avaliação (dia)

Número de bombas – Número total de bombas (n.º)

- Arejadores inspecionados (%/ano): percentagem de arejadores inspecionados

Proposto por Quadros *et al.* (2010), com o Código wtER34.2, este indicador dito de “Eficiência e fiabilidade” dá a percentagem de arejadores em ETAR inspecionados num ano.

É dado por:

$$\text{wtER34.2} = \frac{\frac{\text{Arejadores inspecionados} \times 365}{\text{Período de avaliação}}}{\text{Arejadores}}$$

em que:

Arejadores inspecionados – Arejadores sujeitos a inspeção (n.º)

Período de avaliação – Duração do período de avaliação (dia)

Arejadores – número total de arejadores instalados (n.º)

- Autonomia energética (%): potência de sistemas de abastecimento elétrico de emergência face à potência total instalada na ETAR

Proposto por Quadros *et al.* (2010), com o Código wtER49, este indicador dito de “Eficiência e fiabilidade” dá a potência de sistemas de abastecimento elétrico de emergência (geradores e outros) face à potência total instalada na ETAR.

É dado por:

$$\text{wtER49} = \frac{\text{Potência de emergência}}{\text{Potência instalada}} \times 100$$

em que:

Potência de emergência – Potência do sistema de abastecimento elétrico de emergência (kW)

Potência instalada – Potência total instalada na ETAR (kW)

- Consumo de energia (kWh/m³): consumo energético por m³ de água residual tratada

Proposto por Quadros *et al.* (2010), com o Código wtRU03, este indicador dito de “Uso de recursos naturais e matérias-primas” dá o consumo energético associado ao tratamento de 1 m³ de água residual.

É dado por:

$$\text{wtRU03} = \frac{\text{Consumo energético}}{\text{Água residual tratada}}$$

em que:

Consumo energético – Consumo energético (kWh)

Água residual tratada – Volume de água residual tratada (m³)

Este valor varia fortemente com a tecnologia instalada, com a carga efluente à ETAR e com a dimensão da ETAR (Olsson, 2015). Para o grupo Águas de Portugal, segundo Barreto (2013), a média é de 1,11 kWh/m³, com um mínimo de 0,14 para LM-FV e um máximo de 3,96 para Lamas Ativas em Arejamento Prolongado – Biomassa Fixa em Leito Móvel (LAAP – BFLM).

Em C. Silva *et al.* (2010) são dados valores, para 17 ETAR, de percentil 25-percentil 75 de 0,72 – 1,32 kWh/m<sup>3</sup>.

- Produção de biogás (m<sup>3</sup>/kg): volume de biogás produzido por kg de CBO no efluente

Proposto por Quadros *et al.* (2010), com o Código wtBP17, este indicador dito de “Gestão de sub-produtos” dá o volume de biogás produzido por massa, em quilos, de CBO no efluente.

É dado por:

$$\text{wtBP17} = \frac{\text{Biogás produzido}}{\text{Massa de CBO no efluente}}$$

em que:

Biogás produzido – Volume de biogás produzido (m<sup>3</sup>)

Massa de CBO no efluente – Massa de CBO no efluente (kg)

- Custos de energia elétrica (%): percentagem dos custos correntes que corresponde a energia elétrica em ETAR

Proposto por Quadros *et al.* (2010), com o Código wtFi06, este indicador dito “Financeiro” mede a fração de custos correntes na ETAR relativa à aquisição de energia elétrica, no período de referência.

É dado por:

$$\text{wtFi06} = \frac{\text{Custos com energia elétrica}}{\text{Custos correntes}} \times 100$$

em que:

Custos com energia elétrica – Custos com energia elétrica (€)

Custos correntes – Custos correntes da ETAR (€)

#### 6.1.6 Outros indicadores de desempenho úteis ao SGE em SAR

- Tempo total de formação (horas/empregado/ano): horas de formação por empregado e por ano

Definido em Matos *et al.* (2004), com o Código IWA wPe17 e proposto em Quadros *et al.* (2010), com o Código wtPe04, este indicador de recursos humanos dá o tempo total de formação por empregado, a tempo inteiro, afeto ao SAR, em cada ano.

É dado por:

$$wPe17 = \frac{\frac{wB20 \times 365}{wH1}}{wB1}$$

em que:

wB20 – Tempo de formação (hora)

wH1 – Duração do período de referência (dia)

wB1 – Número de empregados a tempo inteiro (n.º)

Pode ser calculado para períodos inferiores a um ano ciente de que se pode incorrer em erros de interpretação pelo que se recomenda dispor de informação das variáveis para períodos de pelo menos um ano. Se o período de referência utilizado for inferior a um ano, as comparações internas devem ser feitas com prudência e devem ser evitadas comparações externas com outras EG (Matos *et al.*, 2004). Na literatura não constam valores de referência.

- Grau de automação do sistema (%): percentagem de unidades de controlo automático face ao número de unidades de controlo existentes na data de referência

Definido em Matos *et al.* (2004), com o Código IWA wPh11, este indicador físico dá a percentagem de unidades de controlo automático face ao número total de unidades de controlo existentes no sistema na data de referência.

É dado por:

$$wPh11 = \frac{wC17}{wC16} \times 100$$

em que:

wC17 – Unidades de controlo automático (n.º)

wC16 – Unidades de controlo (n.º)

- Grau de controlo remoto do sistema (%): percentagem de unidades de controlo remoto face ao número de unidades de controlo existentes na data de referência

Definido em Matos *et al.* (2004), com o Código IWA wPh12, este indicador físico dá a percentagem de unidades de controlo remoto face ao número total de unidades de controlo existentes no sistema na data de referência.

É dado por:

$$wPh12 = \frac{wC18}{wC16} \times 100$$

em que:

wC18 – Unidades de controlo remoto (n.º)

wC16 – Unidades de controlo (n.º)

- Inspeção de grupos eletrobomba (-/ano): potência de eletrobombas inspecionada num ano face ao total de potência instalada

Este indicador, definido em Matos *et al.* (2004), com o Código IWA wOp11, dá a potência nominal de grupos eletrobomba da rede de drenagem inspecionada durante o período de referência, incluindo acessórios, face à potência total instalada na rede de drenagem.

É dado por:

$$wOp11 = \frac{\frac{wD11 \times 365}{wH1}}{wC10}$$

em que:

wD11 – Potência nominal das bombas inspecionadas (kW)

wH1 – Período de referência (dia)

wC10 – Potência nominal de bombeamento na rede de drenagem (kW)

Não devem ser tidas em conta as bombas instaladas em ETAR. Pode ser calculado para períodos inferiores a um ano mas, nesse caso, as comparações internas ou externas à EG devem ser feitas com prudência (Matos *et al.*, 2004). Na literatura não constam valores de referência mas deve ser máximo, para assegurar a manutenção preventiva necessária ao bom funcionamento do sistema e à melhoria do desempenho energético da EG.

- Calibração de medidores de caudal na rede de drenagem (-/ano): número de medidores de caudal da rede de drenagem sujeitos a calibração, num ano, face ao número total de medidores de caudal

Este indicador operacional, definido em Matos *et al.* (2004), com o Código IWA wOp12, dá o número de calibrações realizadas em medidores de caudal instalados em permanência na rede de drenagem, num ano, face ao número de medidores de caudal instalados em permanência na rede de drenagem na data de referência.

É dado por:

$$wOp12 = \frac{\frac{wD20 \times 365}{wH1}}{wC27}$$

em que:

wD20 – Calibrações a medidores de caudal na rede de drenagem (n.º)

wH1 – período de referência (dia)

wC27 – Medidores de caudal na rede de drenagem (n.º)

Pode ser calculado para períodos inferiores a um ano mas, nesse caso, as comparações internas ou externas à EG devem ser feitas com prudência (Matos *et al.*, 2004). Na literatura não constam valores de referência mas deve ser máximo, para assegurar o bom funcionamento do sistema e a melhoria do desempenho energético da EG.

- Calibração de medidores de caudal em ETAR (-/ano): número de medidores de caudal em ETAR sujeitos a calibração, num ano, face ao número total de medidores de caudal

Este indicador operacional, definido em Matos *et al.* (2004), com o Código IWA wOp13, e proposto por Quadros *et al.* (2010), com o Código wtER41, este indicador, dito de “Eficiência e fiabilidade”, dá o número de calibrações realizadas em medidores de caudal instalados em permanência em ETAR, num ano, face ao número de medidores de caudal instalados em permanência em ETAR na data de referência.

É dado por:

$$wOp13 = \frac{\frac{wD19 \times 365}{wH1}}{wC26}$$

em que:

wD19 – Calibrações a medidores de caudal em ETAR (n.º)

wH1 – Período de referência (dia)

wC26 – Medidores de caudal em ETAR (n.º)

Pode ser calculado para períodos inferiores a um ano mas, nesse caso, as comparações internas ou externas à EG devem ser feitas com prudência (Matos *et al.*, 2004). Na literatura não constam valores de referência mas deve ser máximo, para assegurar o bom funcionamento do sistema e a melhoria do desempenho energético da EG.

- Inspeção de equipamentos de abastecimento elétrico de emergência (-/ano): potência de equipamentos de abastecimento elétrico de emergência inspecionados, num ano, face à potência de equipamentos de abastecimento elétrico de emergência total

Este indicador operacional, definido em Matos *et al.* (2004), com o Código IWA wOp15, dá a potência nominal de equipamentos de abastecimento elétrico de emergência inspecionada, num ano, face à potência nominal total de equipamentos de abastecimento elétrico de emergência existente.

É dado por:

$$wOp15 = \frac{\frac{wD22 \times 365}{wH1}}{wC30}$$

em que:

wD22 – Equipamentos de abastecimento elétrico de emergência inspecionados (kW)

wH1 – Período de referência (dia)

wC30 – Potência dos equipamentos de abastecimento elétrico de emergência (kW)

Pode ser calculado para períodos inferiores a um ano mas, nesse caso, as comparações internas ou externas à EG devem ser feitas com prudência (Matos *et al.*, 2004). Na literatura não constam valores de referência mas deve ser máximo, para assegurar a manutenção preventiva necessária ao bom funcionamento do sistema e à melhoria do desempenho energético da EG.

- Inspeção de equipamentos de transmissão de sinal (-/ano): equipamentos de transmissão de sinal inspecionados, num ano, face aos equipamentos de transmissão de sinal existentes

Este indicador operacional, definido em Matos *et al.* (2004), com o Código IWA wOp16, dá o número de equipamentos de transmissão de sinal inspecionados, num ano, face ao número total de equipamentos de transmissão de sinal existentes no sistema à data de referência.

É dado por:

$$wOp16 = \frac{wD23}{wC31}$$

em que:

wD23 – Equipamentos de transmissão de sinal inspecionados (n.º)

wC31 - Equipamentos de transmissão de sinal (n.º)

Pode ser calculado para períodos inferiores a um ano mas, nesse caso, as comparações internas ou externas à EG devem ser feitas com prudência (Matos *et al.*, 2004). Na literatura não constam valores de referência mas deve ser máximo, para assegurar a manutenção preventiva necessária ao bom funcionamento do sistema e à melhoria do desempenho energético da EG.

- Inspeção de quadros elétricos (-/ano): número de quadros elétricos inspecionados num ano face ao número total de quadros elétricos

Este indicador, definido em Matos *et al.* (2004), com o Código IWA wOp17, dá o número de quadros elétricos inspecionados num ano face ao número total quadros elétricos existentes no sistema.

É dado por:

$$wOp17 = \frac{\frac{wD24 \times 365}{wH1}}{wC32}$$

em que:

wD24 – Quadros elétricos inspecionados (n.º)

wH1 – Período de avaliação (dia)

wC32 – Quadros elétricos existentes no sistema (n.º)

Pode ser calculado para períodos inferiores a um ano mas, nesse caso, as comparações internas ou externas à EG devem ser feitas com prudência (Matos *et al.*, 2004). Na literatura não constam valores de referência mas deve ser máximo, para assegurar a manutenção

preventiva necessária ao bom funcionamento do sistema e à melhoria do desempenho energético da EG.

- Recuperação de grupos eletrobomba (%/ano): potência de grupos eletrobomba sujeita a recuperação num ano face à potência total de grupos eletrobomba instalados

Definido em Matos *et al.* (2004), com o Código IWA wOp28, este indicador operacional dá a percentagem de grupos eletrobomba recuperada num ano face à potência total de grupos eletrobomba existentes no sistema na data de referência.

É dado por:

$$wOp28 = \frac{\frac{wD32 \times 365}{wH1}}{wC8} \times 100$$

em que:

wD32 – Potência nominal de grupos eletrobomba recuperados (kW)

wH1 – Duração do período de referência (dia)

wC8 – Potência nominal total dos grupos eletrobomba instalada (kW)

A recuperação pode incluir a substituição parcial. Pode ser calculado para períodos inferiores a um ano ciente de que se pode incorrer em erros de interpretação pelo que se considera recomendável dispor de informação das variáveis para períodos de pelo menos um ano. Se o período de referência utilizado for inferior ao ano, as comparações internas devem ser feitas com prudência e devem ser evitadas comparações externas à EG (Matos *et al.*, 2004). Na literatura não constam valores de referência mas deve ser o suficiente para assegurar o bom funcionamento dos sistemas de bombagem e a melhoria do desempenho energético da EG.

- Substituição de grupos eletrobomba (%/ano): potência de grupos eletrobomba substituída num ano face à potência total de grupo eletrobomba instalada

Definido em Matos *et al.* (2004), com o Código IWA wOp29, este indicador operacional dá a percentagem de grupos eletrobomba substituída num ano face à potência total de grupos eletrobomba existentes no sistema na data de referência.

É dado por:

$$wOp29 = \frac{\frac{wD33 \times 365}{wH1}}{wC8} \times 100$$

em que:

wD33 – Potência nominal de grupos eletrobomba substituídos (kW)

wH1 – Duração do período de referência (dia)

wC8 – Potência nominal total dos grupos eletrobomba instalada (kW)

Aplica-se exclusivamente à substituição da bomba e do motor. Pode ser calculado para períodos inferiores a um ano ciente de que se pode incorrer em erros de interpretação pelo que se considera recomendável dispor de informação das variáveis para períodos de pelo menos



um ano. Se o período de referência utilizado for inferior ao ano, as comparações internas devem ser feitas com prudência e devem ser evitadas comparações externas à EG (Matos *et al.*, 2004). Na literatura não constam valores de referência mas deve ser o suficiente para assegurar o bom funcionamento dos sistemas de bombagem e a melhoria do desempenho energético da EG.

- Falhas de bombagem (horas/bomba/ano): número de horas em que cada bomba esteve fora de serviço num ano face ao número total de bombas

Definido por Matos *et al.* (2004), com o Código IWA wOp41, este indicador operacional dá, para todas as bombas do sistema, o número de horas em que cada bomba esteve fora de serviço num ano face ao número total de bombas na data de referência.

É dado por:

$$wOp41 = \frac{wD34 \times 365}{\frac{wH1}{wC7}}$$

em que:

wD34 – Bombas fora de serviço (hora)

wH1 – Duração do período de referência (dia)

wC7 – Bombas no sistema de drenagem (n.º)

As bombas instaladas em ETAR não devem ser incluídas. Pode ser calculado para períodos inferiores a um ano mas, nesse caso, as comparações internas ou externas à EG devem ser feitas com prudência (Matos *et al.*, 2004). Na literatura não constam valores de referência mas deve ser mínimo, para assegurar o bom funcionamento do sistema.

- Falhas no fornecimento de energia (horas/instalação elevatória/ano): número de horas em que cada EEAR esteve fora de serviço devido a interrupções do fornecimento de energia elétrica face ao número total de EEAR

Definido em Matos *et al.* (2004), com o Código IWA wOp42, este indicador operacional dá o número de horas que cada instalação elevatória esteve fora de serviço devido a interrupções do fornecimento de energia elétrica no período de referência, face ao número total de instalações elevatórias na data de referência.

É dado por:

$$wOp42 = \frac{wD18 \times 365}{\frac{wH1}{wC6}}$$

em que:

wD18 – Interrupções de energia elétrica (hora)

wH1 – Duração do período de referência (dia)

wC6 – Instalações elevatórias (n.º)

Pretende traduzir o tempo em que as EEAR estão fora de serviço por falhas de abastecimento elétrico, independentemente da fonte de energia (normal ou de emergência). Isto significa que o tempo que uma EEAR funciona alimentada por um sistema de abastecimento elétrico de emergência não deve ser considerado como falha de abastecimento elétrico, já que este indicador pretende medir o desempenho da EG e não do distribuidor de energia elétrica. Pode ser calculado para períodos inferiores a um ano mas, nesse caso, tanto as comparações externas como internas à EG devem ser feitas com prudência (Matos *et al.*, 2004). Na literatura não constam valores de referência mas deve ser mínimo para assegurar o bom funcionamento do sistema.

## 6.2 Anexo 2. Indicadores de desempenho energético para o SGCIE

No caso do SGCIE, os indicadores energéticos a monitorizar e que deverão constar do PREn, segundo o DL n.º 71/2008, são o consumo específico, a intensidade energética e a intensidade carbónica.

- Consumo específico de energia (kgep/volume de produção): quociente entre o consumo total de energia e o volume de produção

No âmbito dos serviços de águas é o quociente entre o consumo total de energia e o volume de água para consumo humano em AA e o volume de água residual tratada em SAR.

É dado por:

$$\text{Consumo específico} = \frac{\text{Consumo total de energia}}{V_{\text{água}}}$$

em que:

Consumo total de energia – consumo energético total (kWh)

$V_{\text{água}}$  – volume de água para consumo humano produzida ou água residual tratada (m<sup>3</sup>)

- Intensidade energética (kgep/€): quociente entre o consumo total de energia e o VAB

Este indicador, definido no DL n.º 71/2008 e no Despacho n.º 17449/2008 é dado pelo quociente entre o consumo total de energia, considerando apenas 50% da energia resultante de resíduos endógenos e de outros combustíveis renováveis, e o Valor Acrescentado Bruto.

É dado por:

$$\text{Intensidade energética} = \frac{\text{Consumo total de energia}}{\text{VAB}}$$

em que:

Consumo total de energia – Consumo total de energia (kgep)

VAB – Valor acrescentado bruto (€) = Vendas (SNC 71) + Prestações de serviços (SNC 72) + Proveitos suplementares (SNC 781) + Trabalhos para a própria empresa (SNC 74) – Custo das mercadorias vendidas e das matérias consumidas (SNC 61) – Fornecimentos e serviços externos (SNC 62) – Outros custos e perdas operacionais (SNC 68), em que SNC é o Sistema de Normalização Contabilística

- Intensidade carbónica (kg CO<sub>2</sub>e/tep ou GJ): quociente entre os valores das emissões dos gases com efeito de estufa medidas e o consumo total de energia

Este indicador, definido no DL n.º 71/2008 e no Despacho n.º 17449/2008, é o quociente entre o valor das emissões de gases com efeito de estufa (GEE) referidos a quilogramas de CO<sub>2</sub> equivalente e o consumo total de energia

É dado por:

$$\text{Intensidade carbónica} = \frac{\text{Emissões de GEE}}{\text{Consumo total de energia}}$$

*Contributos para a Gestão de Energia em Serviços de Águas*

em que:

Emissões de GEE – emissões de GEE referidas a kg CO<sub>2</sub> equivalente (kg CO<sub>2</sub> e)

Consumo total de energia – consumo total de energia (tep ou GJ)

### 6.3 Anexo 3: Equações para cálculo do balanço energético standardizado

As componentes do balanço energético podem ser calculadas com base nas seguintes equações levando em conta os volumes de água aferidos no balanço hídrico previamente realizado, as leituras dos caudais e as alturas manométricas registados nos diferentes setores da rede. Todos os cálculos devem ser efetuados com o mesmo referencial zero e para um período em que os dados sejam fiáveis, por exemplo um ano (Aisha Mamade *et al.*, 2015)

- Cálculo da energia potencial (gravítica):  $E_{NT}$

Equação 1

$$E_{NT} = \gamma \sum_{i=1}^{N_T} V_{NT}^i H_{NT}^i \times 3,6 \times 10^{-6}$$

em que:

$\gamma$  – peso volumétrico da água (9 800 N/m<sup>3</sup>)

$V_{NT}^i$  – volume anual de água fornecida pelo reservatório i (m<sup>3</sup>)

$H_{NT}^i$  – altura piezométrica no reservatório i expressa em relação ao referencial zero (m)

$3,6 \times 10^{-6}$  – conversão para kWh

Devem ser considerados todos os reservatórios à entrada do sistema ou subsistema em análise, desprezando os reservatórios intermédios pois estes não adicionam energia ao sistema (Aisha Mamade *et al.*, 2015)

- Cálculo da energia de pressão (para bombeamento):  $E_S$

Equação 2

$$E_S = \gamma \sum_{i=1}^{N_S} \frac{V_{NS}^i H_S^i}{\eta_S} \times 3,6 \times 10^{-6}$$

em que:

$\gamma$  – peso volumétrico da água (9 800 N/m<sup>3</sup>)

$V_{NS}^i$  – volume anual de água bombeada pela bomba i (m<sup>3</sup>)

$H_{NT}^i$  – altura piezométrica na bomba i expressa em relação ao referencial zero (m)

$\eta_S$  – eficiência da bomba (-)

Também pode ser calculada por:

Equação 3

$$E_S = B + \gamma \sum_{i=1}^{N_S} V_{NS}^i (Z_S^i - Z_0) \times 3,6 \times 10^{-6}$$

em que:

B – energia faturada pelo comercializador de eletricidade (kWh)

$\gamma$  – peso volumétrico da água (9 800 N/m<sup>3</sup>)

$V_{NS}^i$  – volume anual de água bombeada pela bomba  $i$  ( $m^3$ )

$z_s^i$  – elevação topográfica da bomba (m)

$z_0$  – elevação do referencial zero (m)

Para este cálculo devem ser consideradas todas as EEAA no sistema. As eficiências das bombas podem ser difíceis de obter ou as bombas podem estar a funcionar longe do ponto de dimensionamento; nessas circunstâncias utiliza-se a Equação 3. Para bombas à entrada do sistema deve ser levado em conta a energia devida à localização topográfica da EEAA, em relação ao referencial zero. A Equação 3 permite calcular as eficiências das bombas (Aisha Mamade *et al.*, 2015).

- Cálculo da energia associada ao consumo autorizado:  $E_{AC}$

Equação 4

$$E_{AC} = E_{in} \frac{V_{AC}}{V_{in}}$$

em que:

$E_{in}$  – energia fornecida ao sistema (kWh)

$V_{AC}$  – volume anual de consumo autorizado ( $m^3$ )

$V_{in}$  – volume anual de água no sistema ( $m^3$ )

Estes dados são retirados das equações anteriores e do balanço hídrico.

- Cálculo da energia associada às perdas de água:  $E_{WL}$

Equação 5

$$E_{WL} = E_{in} \frac{V_{WL}}{V_{in}}$$

em que:

$E_{in}$  – energia fornecida ao sistema (kWh)

$V_{WL}$  – volume anual de perdas totais ( $m^3$ )

$V_{in}$  – volume anual de água no sistema ( $m^3$ )

Estes dados são retirados das equações anteriores e do balanço hídrico.

- Cálculo da energia mínima:  $E_{min}$

Equação 6

$$E_{min} = \gamma \sum_{i=1}^N V_{AC}^i H_{min}^i \times 3,6 \times 10^{-6}$$

em que:

$\gamma$  – peso volumétrico da água ( $9\,800\, N/m^3$ )

$V_{AC}^i$  – volume anual de consumo autorizado no nó  $i$  ( $m^3$ )

$H_{min}^i$  – altura piezométrica necessária mínima no nó  $i$  no referencial zero (m)

Segundo Aisha Mamade *et al.* (2015) o conceito de energia mínima reporta-se ao mínimo de energia teoricamente necessário para abastecer os clientes no caso ideal de não haver perdas no sistema. Para o seu cálculo a rede deve ser subdividida em subsistemas com a mesma elevação e ocupação, isto é, com as mesmas necessidades de pressão onde a elevação necessária e o volume de consumo autorizado são conhecidos.